

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MATERIALES UTILIZADOS EN  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUMERGIDOS EN ACEITE VEGETAL

PEDRO NEL CABALLERO ROMERO

KAREN PATRICIA PIZARRO OSORIO



UNIVERSIDAD DE LA COSTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRANQUILLA

2017

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MATERIALES UTILIZADOS EN  
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUMERGIDOS EN ACEITE VEGETAL

PEDRO NEL CABALLERO ROMERO

KAREN PATRICIA PIZARRO OSORIO

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Tutor del proyecto:

ING. JORGE IVÁN SILVA ORTEGA Ms.C

UNIVERSIDAD DE LA COSTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BARRANQUILLA

2017

Nota de Aceptación

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Barranquilla, julio 13 de 2017

## **Dedicatoria**

Este proyecto de grado es dedicado especialmente a mi familia, mi madre Josefina Romero García que me apoyo en todo momento a realizar mi carrera y culminarla de la mejor manera, a mi esposa Nurvelis Acosta Osorio que en los momentos más difíciles tenía ese amor y apoyo para seguir adelante y a mis hijos que los adoro con todo mi corazón.

*Pedro Nel Caballero Romero*

A mi madre Gladis Osorio (q.e.p.d) mi motivación, a mi padre Francisco Pizarro y a mi tía María Pizarro, quienes me han brindado su apoyo incondicional, impulsándome a superar los momentos difíciles.

*Karen Patricia Pizarro Osorio.*

## **Agradecimientos**

Agradecemos principalmente a DIOS por permitirnos alcanzar este logro académico que enmarca una de las etapas más importante de nuestras vidas, con la perseverancia y el esfuerzo que solo EL nos puede ofrecer.

A mi tutor Jorge Iván Silva Ortega por la dirección durante el desarrollo de este trabajo, por brindarme su conocimiento y herramientas necesarias para alcanzar esta meta, por su apoyo incondicional y ayuda para lograr la culminación de esta investigación.

A la empresa JORGE LEON BEDOYA que nos permitió ingresar a sus instalaciones y dialogar con el personal encargado para que nos brindara toda la información necesaria en la culminación de este proyecto.

*Pedro Nel Caballero Romero*

*Karen Patricia Pizarro Osorio*

## ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MATERIALES

### **Resumen**

El presente proyecto está enfocado en investigar el comportamiento de los materiales empleados en la construcción de los transformadores de distribución sumergidos en aceites dieléctricos. En la actualidad la gran mayoría de estos equipos operan con aceite mineral, el cual presenta bajo punto de combustión y genera problemas ambientales, debido a su baja biodegradabilidad. Como alternativa se han desarrollado aceites de origen vegetal que cumplen con los límites establecidos por los estándares internacionales. Para el desarrollo de este proyecto se realizaron consultas bibliográficas, técnicas y visitas empresariales. Mediante lo cual fue posible observar que la mayoría de las propiedades del aceite vegetal son adecuadas para que el transformador opere con buena eficiencia, incluso algunas superan las propiedades del aceite dieléctrico mineral. Además, se pudo concluir que este aceite presenta alto porcentaje de compatibilidad con los materiales utilizados.

Palabras Clave: Biodegradabilidad, aceite vegetal, compatibilidad.

## ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MATERIALES

### **Abstract**

This Project is focused on investigate the behavior of materials applied in the construction of oil dielectric transformers distribution. Currently, the most of these equipment operate with mineral oil, which has a low point of combustion and produces environmental issues due to its low biodegradability. As an alternative, vegetable oils have been developing that accomplish the established limits by international standards. In order to carry out this project bibliographic and technical references were consulted as well as business visits as a result, It was possible to observe that the most of the properties of the vegetable oil are appropriate for the transformer to operate efficiently, some of them overcome the properties of the mineral dielectric oil. As a conclusion, it can be said that this oil presents a high percentage of compatibility with the rest of materials that are used.

Key words: biodegradability, vegetable oil, compatibility

## Contenido

Lista de tablas y figuras .....	xii
Introducción .....	1
Planteamiento del problema.....	3
Justificación .....	4
Objetivos.....	6
Objetivo general.....	6
Objetivos específicos .....	6
Capítulo 1. Partes constructivas de un transformador de distribución.....	7
1.1 Generalidades de los transformadores de potencia. ....	7
1.1.1 Reseña histórica. ....	7
1.1.2 Principales aspectos constructivos. ....	8
1.1.2.1 Núcleo. ....	9
1.1.2.2 Devanados.....	10
1.1.2.3 Sistema de refrigeración. ....	11
1.1.2.3.1 Nomenclatura del sistema de refrigeración.....	12
1.1.2.4 Sistema de aislamiento.....	15
1.1.2.4.1 Aislamiento solido (Papel o Cartón).....	16
1.1.2.4.2 Aislamiento líquido.....	17
1.1.3 Principio de funcionamiento. ....	20
1.1.4 Perdidas en el transformador. ....	21
1.1.5 Rendimiento de un transformador. ....	22



1.1.6 Calentamiento de un transformador .....	23
Capítulo 2. Aceites dieléctricos para transformadores .....	25
2.1 Generalidades de los aceites dieléctricos .....	26
2.1.1 Aceite mineral .....	26
2.1.2 Aceite de silicona .....	27
2.1.3 Ésteres .....	27
2.2 Panorama de uso de los líquidos dieléctricos .....	28
2.3 Comparativa de las propiedades de los líquidos dieléctricos.....	29
2.3.1 Propiedades químicas.....	29
2.3.1.1 Oxidación.....	29
2.3.1.2 Contenido de humedad. ....	30
2.3.1.3 Biodegradabilidad.....	30
2.3.2 Propiedades eléctricas.....	31
2.3.2.1 Tensión Interfacial. ....	31
2.3.2.2 Tensión de ruptura. ....	32
2.3.2.3 Factor de potencia o disipación.....	37
2.3.2.4 Tendencia de gases. ....	37
2.3.3 Propiedades Físicas.....	37
2.3.3.1 Color. ....	37
2.3.3.2 Viscosidad.....	38
2.3.3.3 Punto de fluidez (pour point). ....	39
2.3.3.4 Punto de flameo y punto de inflamación. ....	40

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MATERIALES.	x
2.3.3.5 Calor específico y conductividad térmica .....	40
2.3.3.6 Miscibilidad. ....	40
2.3.3.7 Aceites dieléctricos de origen vegetal.....	42
2.4 Sistema de regeneración del aceite con arcillas .....	46
2.4.1 Tierra Fuller. ....	46
2.4.2 Métodos de regeneración tradicionales.....	49
2.4.2.1 Método de percolación por gravedad.....	50
2.4.2.2 Método de percolación por presión.....	52
2.4.2.3 Método de contacto.....	52
2.4.3 Sistema de regeneración modernos.....	52
2.4.3.1 Planta de regeneración CMM-R Globe Core.....	53
2.5 Proceso de regeneración aceite mineral dieléctrico. ....	54
2.5.1 Descripción del proceso.....	55
Capítulo 3. Aislante sólido de los transformadores y empaquetadura.....	57
3.1 Papel aislante Kraft. ....	57
3.2 Composición del papel aislante kraft.....	58
3.3 Envejecimiento del papel kraft. ....	61
3.3.1 Envejecimiento del papel mediante la hidrolisis. ....	61
3.3.2 Envejecimiento del papel mediante la oxidación.....	63
3.3.3 Envejecimiento mediante la pirolisis. ....	63
3.4 Papel Kraft diamantado.....	65
3.5 Empaques .....	67

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MATERIALES.	xi
3.5.1 Designación de los empaques. ....	67
3.5.2 Requisitos para la aceptación de empaques. ....	69
3.5.3 Empaques sumergidos en aceite vegetal. ....	70
3.5.3.1 Prueba de resistencia química. ....	71
4. Conclusiones .....	75
4.1 Futuros Trabajos .....	76
Referencias.....	77

### Lista de tablas y figuras

#### Tablas

Tabla 1.1 Significado de la primera letra del código de refrigeración.....	13
Tabla 1.2 Significado de la segunda letra del código de refrigeración .....	13
Tabla 1.3 Significado de la tercera letra del código de refrigeración .....	14
Tabla 1.4 Significado de la cuarta letra del código de refrigeración .....	14
Tabla 2.1 Uso de los líquidos convencionales y alternativos .....	28
Tabla 2.2 Normas aplicadas a los fluidos dieléctricos .....	35
Tabla 2.3 Comparativa de las propiedades físicas y eléctricas de los diferentes líquidos...	41
Tabla 2.4 Miscibilidad de los diferentes líquidos dieléctricos.....	42
Tabla 2.5 Comparación de los aceites dielectricos de origen vegetal actuales.....	43
Tabla 2.6 Características de arcilla granular .....	47
Tabla 3.1 Factor de envejecimiento según el contenido de agua.....	62
Tabla 3.2 Resistencia de la tracción ante la presencia de ácidos .....	63
Tabla 3.3 Expectativa de vida del transformador .....	64
Tabla 3.4 Tabla comparativa de los aislantes sólidos .....	66
Tabla 3.5 Letras tipo .....	68
Tabla 3.6 Letras clase .....	68
Tabla 3.7 Propiedades para la aceptación de los empaques.....	69
Tabla 3.8 Propiedades mecánicas de los empaques no envejecidos .....	71
Tabla 3.9 Cambio de las propiedades mecánicas entre el empaque envejecido térmicamente .....	71

Tabla 3.10 Cambio en las propiedades mecánicas después de la prueba de resistencia química, numero de acidez, viscosidad y factor de disipación .....	72
--	----

## **Figuras**

Figura 1.1 Circuitos magnéticos de los transformadores.....	9
Figura 1.2 Devanados concéntricos y alternados.....	11
Figura 1.3 Transformador en aceite .....	12
Figura 1.4 Aisladores de un transformador.....	20
Figura 1.5 Curva de rendimiento de un transformador.....	23
Figura 2.1 Biodegradación de aceites dieléctricos.....	32
Figura 2.2 Equipos de prueba de tensión de ruptura.....	33
Figura 2.3 Tensión de ruptura ante la presencia de humedad .....	34
Figura 2.4 Colorímetro.....	38
Figura 2.5 Viscosidad del aceite vs temperatura .....	39
Figura 2.6 Neutralización de ácidos-arcilla atapulgita activada .....	49
Figura 2.7 Método de percolación por gravedad .....	51
Figura 2.8 Diagrama de un sistema de regeneración moderno .....	53
Figura 2.9 Planta CMM-R OIL .....	54
Figura 2.10 Diagrama de flujo del proceso de regeneración .....	56
Figura 3.1 Rollo de papel kraft .....	58
Figura 3.2 Formula estructural de la celulosa.....	59
Figura 3.3 Estructura molecular de la hemicelulosa.....	60
Figura 3.4 Estructura molecular de la lignina.....	61

Figura 3.5 Papel Kraft diamantado .....	65
---	----

### **Introducción**

Los transformadores son máquinas esenciales en los sistemas de potencia, debido a que se encargan de aumentar o reducir la tensión eléctrica, esto con el fin de minimizar las pérdidas de potencia que se generan por las largas distancias que tiene que recorrer para poder llegar a los usuarios finales. Los transformadores se encuentran ubicados en las subestaciones de generación, transformación y distribución, los cuales se caracterizan por utilizar aceite como medio aislante y como medio refrigerativo.

Durante los últimos años, el aislante dieléctrico característico de estos transformadores de distribución ha sido el aceite mineral, que es un derivado del petróleo, no es biodegradable y su materia prima no es renovable, por lo cual su uso genera graves consecuencia al medio ambiente. No obstante, se ha encontrado en el aceite vegetal una forma de contribuir con el medio ambiente, aporte que se viene dando desde la década de los noventa, época en la que se lanzaron al mercado los primeros aceites de origen vegetal o esteres naturales como también son conocidos. La materia prima empleada para la fabricación de estos fluidos es diversa, es posible encontrar aceites a base de girasol, palma, soya, entre otros. Lo cual puede ser empleado como un incentivo en la promoción del uso de los esteres naturales, no sólo por el fácil acceso a estos productos, sino por evitar la dependencia de los productos derivados del petróleo (los cuales están escaseando) y la posibilidad de generar nuevos empleos, esto último sería positivo en un país agrícola como Colombia si se masifica su uso.

De igual forma, los aceites naturales son compatibles con varios de los materiales usados en la fabricación de los transformadores, por lo cual las excusas relacionadas con la compatibilidad no tendrían mayor peso. El aislante sólido es el principal beneficiado con el uso de los aceites naturales, debido a que su tiempo de vida útil se prolonga por el mayor grado de absorción de humedad que tienen los aceites naturales, ya que el papel está directamente relacionado con la vida útil del mismo. Otro de los materiales estudiados en el presente trabajo son las empaquetaduras, los cuales se utilizan para evitar la filtración de la humedad en el transformador, se encuentran ubicados en la parte superior del tanque, en medio de este y la tapa, al igual que en los aisladores. Los empaques presentan mayores inconvenientes en comparación con el papel, debido a que algunos de los materiales con que se construyen presentan incompatibilidad con los aceites naturales, lo cual podría desencadenar su deterioro, afectando el aceite y por ende la calidad del transformador. Por lo anterior, es importante seleccionar adecuadamente los materiales con que son fabricados los empaques.

El proyecto se enmarca en analizar y comparar los materiales utilizados en los transformadores de distribución sumergidos en aceite vegetal con el fin de seleccionar y recomendar para el diseño y construcción los que presenten un mejor comportamiento ante el aislante líquido mencionado.



### **Planteamiento del problema**

En la actualidad, debido a los cambios climáticos y fenómenos naturales presentados en los últimos años, los países a nivel mundial, se vieron en la necesidad de implementar mejoras y cambios en diferentes áreas como la comercial, cultural, industrial, administrativa, entre otras, con toda esta estrategia se busca minimizar los impactos negativos que se generan en el medio ambiente. En lo que compete al ámbito eléctrico perteneciente al área industrial, existen gran cantidad de equipos que afectan el medio ambiente, entre ellos se encuentra el transformador de distribución, el cual por sus características constructivas y de operación utiliza el aceite mineral que es derivado del petróleo, este a su vez genera sustancias toxicas y no es biodegradable. Como consecuencia de esto, se coloca en riesgo tanto la seguridad de los seres humanos como el medio ambiente que lo rodea.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, surge la siguiente inquietud: ¿Son adecuados los materiales y componentes utilizados en los transformadores que operan con aceite de origen vegetal?

### **Justificación**

El desarrollo de este trabajo de grado está enfocado en el desarrollo y/o selección de alternativas para el diseño de transformadores de distribución que operan con aceites de origen vegetal, este tipo de aceite resulta viable dado que se requiere un sustituto que promueva aplicaciones amables con el medio ambiente. Los usos de estos de aceites han tenido su aplicación desde la década de los noventa por lo que se consideran tecnologías relativamente nuevas. Por lo tanto, el trabajo de investigación, contribuye en el desarrollo de nuevas técnicas en el área de diseño de transformadores de distribución con tecnologías limpias (aceites de origen vegetal).

Desde el punto de vista ambiental, el uso de los aceites vegetales permite reducir los riesgos por contaminación a cuerpos de agua al igual que los derrames no generan un impacto ambiental fuerte en zonas verdes. Adicionalmente su naturaleza es libre de bifenilos policlorados (PCB) por lo cual el proyecto está alineado a los objetivos del desarrollo sostenible establecidos por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo mundial en el cual se aporta en los objetivos 11 (ciudades y comunidades sostenibles), 13 (acción por el clima) y 15 (vida de ecosistema terrestres).

Adicionalmente el trabajo está apoyado por las iniciativas del área de medio ambiente de la empresa ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. los cuales han implementado tecnologías de transformadores de origen vegetal y el proyecto es resultado de las primeras actividades generadas con estas tecnologías al interior de la organización. De igual forma los fabricantes y

empresas rectoras y de mantenimiento de transformadores han evidenciado la pertinencia del trabajo como estrategia para el fortalecimiento de este mercado.

Finalmente, la Universidad de la Costa y el grupo de investigación en Optimización Energética contarán con un trabajo de investigación alineado a la misión y visión institucional para la proliferación de actividades en el marco del desarrollo de la investigación en la región Caribe al igual que el fortalecimiento de las líneas de investigación de sistemas eléctricos y de potencia.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Analizar y comparar los materiales utilizados en transformadores de distribución sumergidos en aceite vegetal

### **Objetivos específicos**

- Desarrollar una revisión del marco teórico y estado del arte de materiales para transformadores sumergidos en aceite vegetal.
- Evaluar el comportamiento de los materiales con el uso de aceite vegetal.
- Proponer a partir de datos comparativos cambios en los materiales utilizados en los transformadores sumergidos en aceite vegetal.

## **Capítulo 1. Partes constructivas de un transformador de distribución**

### **1.1 Generalidades de los transformadores de potencia.**

El transformador de potencia es una maquina estática que consta básicamente por dos alambres enrollados sobre un núcleo de hierro llamadas bobinas y su principio de funcionamiento se basa en la inducción electromagnética creada en las mismas, la cual relaciona tensión - corriente tanto en la entrada como en la salida a diferentes magnitudes, una misma frecuencia y con mínimas pérdidas de potencia (Fraile, 2003, p.161).

#### **1.1.1 Reseña histórica.**

A mediados del siglo XIX, los científicos Nicolás Tesla y Thomas Alva Edison defensores de la corriente alterna y corriente continua respectivamente, se encontraban en una guerra denominada “la guerra de corrientes”, esto debido a que los dos buscaban cual era la mejor manera de transportar energía eléctrica a largas distancias. Actualmente se puede concluir que el vencedor de esa guerra fue Tesla, ya que en todos los sectores se utiliza la corriente alterna.

La razón de utilizar la corriente alterna es por su sencillez al momento de elevar y reducir la tensión, esto con el fin de minimizar las pérdidas de potencia eléctrica cuando se transporta. Las pérdidas de potencia eléctrica están asociadas a la intensidad de la corriente según el efecto joule, el cual dice que: si en un conductor circula corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo (Rivera Jimenez, 2014, p.80). Teniendo en cuenta lo expuesto por joule, se necesita disminuir la intensidad de la corriente para disminuir las pérdidas de potencia y esto se logra aumentando la tensión, ya que la potencia

eléctrica es directamente proporcional al producto de la tensión y la corriente, además, disminuye la sección del conductor por donde circula la corriente lo cual minimiza los costos en su transporte.

El equipo eléctrico encargado de elevar y disminuir la tensión se denomina transformador, en 1885, el empresario industrialista George Westinghouse adquirió los derechos del transformador de corriente alterna ideado por el francés Lucien Gaulard y el británico John D. Gibbs, ya que quería introducirse en el mercado de transmisión eléctrica en corriente alterna. La dificultad que presento el equipo de Westinghouse fue la regulación de voltaje, ya que las cargas estaban conectadas en serie en el secundario del transformador, el voltaje era sensible a la carga (Barazarte, 2013, pp.51-53).

Westinghouse contrato a un Ingeniero eléctrico llamado William Stanley Jr., asignándole el trabajo de mejorar el problema de regulación de voltaje presentado en el transformador. Stanley encontró la solución desarrollando unas modificaciones al transformador de Gaulard y Gibbs para que las cargas se conectaran en paralelo, lo cual en la actualidad aún se sigue utilizando y por eso es llamado el pionero de los transformadores (Barazarte, 2013, pp.51-53).

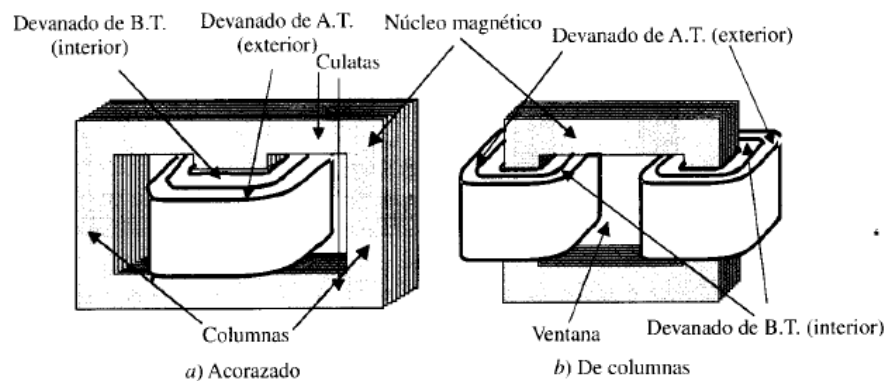
### **1.1.2 Principales aspectos constructivos.**

El transformador es una maquina estática que consta de las siguientes partes principales:

- Núcleo
- Devanados (Bobinas)
- Sistema de refrigeración
- Sistema de aislamiento

**1.1.2.1 Núcleo.** El núcleo corresponde al circuito magnético de la máquina, el cual está compuesto por unas láminas de acero al silicio de grano orientado, laminado en frío y aislada por ambas caras con una tratamiento químico especial llamado carlite lo que reduce considerablemente las pérdidas (Magnetron, 2012, pp.2-13 ).

El circuito magnético está compuesto por unas columnas donde se alojan los devanados y las culatas que es la que se encarga de la unión entre las columnas, el espacio entre las columnas y las culatas el cual atraviesan los devanados se denomina ventana de núcleo. Existen dos maneras de construir los transformadores; un tipo de transformador llamado de columnas que forma un rectángulo y en sus laterales se encuentran los devanados abrazando las columnas y otro tipo de transformador llamado acorazado que está compuesto por tres columnas, con la diferencia que los devanados se alojan en la columna central. La figura 1 explica detalladamente lo mencionado anteriormente.



*Figura 1.* Circuitos magnéticos de los transformadores. Adaptado de “Transformadores” por, J. Fraile, 2003, *Maquinas Eléctricas*, p.163. Copyright 2003 por McGraw-Hill.

El circuito magnético comúnmente utilizado para bajas tensiones y potencias es el acorazado (Fraile, 2003, pp.162-163).

**1.1.2.2 Devanados.** Los devanados corresponden al circuito eléctrico de la máquina, los cuales pueden estar conformados por conductores de cobre o aluminio. Los conductores de cobre vienen en forma de hilos redondos (para diámetros inferiores a 4mm) o secciones rectangulares (pletinas) para secciones mayores. Los conductores están cubiertos por una capa aislante, que suele ser **barniz** en los pequeños transformadores y que en el caso de pletinas está cubierta por una o varias capas de fibra de algodón o cinta de papel (Fraile, 2003, pp.165-166).

Los conductores de aluminio son contruidos solamente en forma de banda, el cual consiste en un arrollamiento simultaneo sobre sí mismos de una lámina de aluminio del ancho de la propia bobina y el papel aislante correspondiente, dejando los canales correspondientes para la circulación del líquido refrigerante (Gerin, 1972, p.39).

La forma constructiva utilizada para los devanados es la concéntrica y alternada. Los devanados concéntricos vienen en forma de cilindros coaxiales como lo muestra la figura 2a, el cual el arrollamiento de baja tensión (devanado secundario) se coloca cerca de la columna y el de alta tensión (devanado primario) concéntricamente sobre este con un aislante, con el fin de obtener un buen aislamiento; el devanado alternado es muy raramente utilizado ya que presenta problemas de aislamiento por que el devanado de alta tensión se encuentra cerca del núcleo además de estar intercalado con el devanado de baja tensión como lo muestra la figura 2b (Fraile, 2003, p.165; Inducor, 2008).



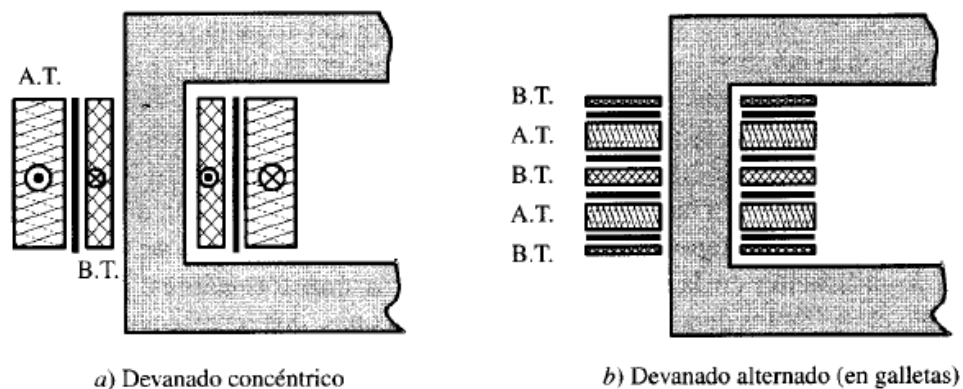


Figura 2. Devanados concéntricos y alternados. Adaptado de “Transformadores” por, J. Fraile, 2003, *Maquinas Eléctricas*, p.165. Copyright 2003 por McGraw-Hill.

**1.1.2.3 Sistema de refrigeración.** La refrigeración en los transformadores es un aspecto muy importante ya que al mantener una temperatura de servicio adecuada, se obtiene un mejor rendimiento del equipo y a su vez una vida útil más prolongada (Enriquez, 1989, p.163).

Los transformadores, por lo general, utilizan dos sistemas de refrigeración: refrigeración seca y refrigeración líquida. El sistema de refrigeración seca es utilizado generalmente para pequeñas potencias, en la cual la superficie del transformador es suficiente para evacuar el calor al medio exterior por medio de los mecanismos de transferencia de calor, lo que da lugar a los transformadores secos.

El sistema de refrigeración líquida es utilizado para medianas y grandes potencias, por lo que el núcleo y los devanados están sumergidos en aceite dieléctrico, el cual también funciona como refrigerante. El aceite absorbe el calor generado por las pérdidas del transformador y lo disipa al medio exterior por medio de la superficie de la estructura, además que sirve como medio aislante entre los elementos utilizados en el transformador. La figura 3 es un transformador en aceite con

un radiador que sirve para mejorar la disipación de calor por medio de la convección y radiación (Fraile, 2003, pp.166-169).



Figura 3. Transformador en aceite. Adaptado de “Transformadores amigables con el medio ambiente” por, RVR, 2015, *Transformadores*. Copyright 2003 por rvrtransformadores.com. Recuperado de <http://rvrtransformadores.com/w2/>

*1.1.2.3.1 Nomenclatura del sistema de refrigeración.* Para definir las características de un transformador se necesitan las nomenclaturas, que además de mostrar las tensiones, corrientes y potencia nominales a las que el equipo opera, también muestra la designación del tipo de refrigeración utilizado, la International Electrotechnical Commission (IEC, 2007) establece la norma IEC 60076-2 para la nomenclatura.

La norma indica que para transformadores sumergidos en aceite la designación del tipo de refrigeración viene dado por un código de cuatro letras soportado por las siguientes tablas:

- La primera de las letras del código indica el medio refrigerante en contacto con los devanados del transformador, según la tabla 1

Tabla 1

*Significado de la primera letra del código de refrigeración*

LETRA	SIGNIFICADO
O	Líquido aislante mineral o sintético con punto de inflamación menor a 300°C
K	Líquido aislante con punto de inflamación mayor a 300°C
L	Líquido aislante con punto de inflamación no medible

*Nota:* Se presenta el significado de las letras que indica el medio refrigerante en contacto con los devanados. Adaptado de “Identification symbols according to cooling method” por, IEC, 2007. *Power Transformers – Part 2: Temperature Rise*. Copyright 2003 por IEC Recuperado de <https://law.resource.org/pub/com/ibr/comesa.292.e.fd.2007.pdf>

- La segunda de las letras del código indica el mecanismo de circulación del fluido refrigerante interno, según la tabla 2

Tabla 2

*Significado de la segunda letra del código de refrigeración*

LETRA	SIGNIFICADO
N	Circulación natural por termosifón a través del sistema de refrigeración y en los arrollamientos
F	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, flujo de termosifón bobinas
D	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, bajo la dirección de los equipos de refrigeración en al menos los devanados principales.

*Nota:* Se presenta el significado de las letras que indica el mecanismo de circulación del fluido refrigerante interno. Adaptado de “Identification symbols according to cooling method” por, IEC, 2007, *Power Transformers – Part 2: Temperature Rise*. Copyright 2003 por IEC Recuperado de <https://law.resource.org/pub/com/ibr/comesa.292.e.fd.2007.pdf>

- La tercera de las letras de código indica el fluido con el que se realiza la refrigeración externa del transformador, según la tabla 3

Tabla 3

*Significado de la tercera letra del código de refrigeración*

LETRA	SIGNIFICADO
A	Aire
W	Agua

*Nota:* Se presenta el significado de las letras que indica cómo se realiza la refrigeración externa del transformador. Adaptado de “Identification symbols according to cooling method” por, IEC, 2007, *Power Transformers – Part 2: Temperature Rise*. Copyright 2003 por IEC Recuperado de <https://law.resource.org/pub/com/ibr/comesa.292.e.fd.2007.pdf>

- La cuarta de las letras del código indica cómo se produce la circulación del medio refrigerante externo, según la tabla 4

Tabla 4

*Significado de la cuarta letra del código de refrigeración*

LETRA	SIGNIFICADO
N	Convección Natural
F	Convección Forzada (Bombas o Ventiladores)

*Nota:* Se presenta el significado de las letras que indica cómo se produce la circulación del medio refrigerante externo. Adaptado de “Identification symbols according to cooling method” por, IEC, 2007, *Power Transformers – Part 2: Temperature Rise*. Copyright 2003 por IEC Recuperado de <https://law.resource.org/pub/com/ibr/comesa.292.e.fd.2007.pdf>

Por lo tanto, un transformador que en su nomenclatura se encuentre un código como KNAN/KNAF significa que la refrigeración interna se realiza por medio de un líquido aislante con punto de inflamación mayor a 300°C (aceite vegetal) y método de circulación natural, en cuanto a la refrigeración externa, se realiza con aire utilizando dos métodos de circulación: natural o forzada.

**1.1.2.4 Sistema de aislamiento.** El sistema de aislamiento del transformador está compuesto básicamente por el aislamiento sólido (papel o cartón) y el aislamiento líquido (normalmente aceite), este último es el que interactúa con la mayoría de los materiales o elementos que conforma el transformador, como el aislamiento sólido, las bobinas, el núcleo de hierro y la empaquetadura del transformador. Como es natural, dicho aislamiento se degrada con el paso del tiempo por los diferentes mecanismos fisicoquímicos (Fernández et al., 2016, pp.129-130).

Con el aislamiento líquido, es relativamente sencillo mantenerlo en condiciones adecuadas e incluso es factible su sustitución en determinado momento, caso contrario al aislamiento sólido, ya que por su principio de funcionamiento y el proceso de fabricación del transformador este envuelve las espiras y esta a los devanados, es decir, que si se quiere sustituir el aislamiento sólido, se debe desmontar por completo todos los elementos que conforman el transformador, lo cual no sería viable por el alto costo que se generaría y los posibles daños que podrían ocurrir al hacer el desmonte (Patsch & Menzel, 2009, pp.205-206).

De lo anterior se puede concluir que la vida útil de un transformador de potencia viene determinada fundamentalmente por el aislamiento sólido y el aislamiento líquido, ya que si el aislamiento líquido no se encuentra en los parámetros de servicio establecidos por la norma, el

aislamiento solido se degradará más rápido y por consiguiente la vida útil del transformador disminuiría.

*1.1.2.4.1 Aislamiento solido (Papel o Cartón).* Dependiendo del proceso de fabricación hay varios tipos de papel para aplicaciones dieléctricas, los más comunes son los papeles kraft utilizado para envolver los devanados de alta y baja tensión, y el cartón prensado (pressboard) que se utiliza para dar forma a estructuras de aislamiento rígidas necesarios para soportar esfuerzos térmicos y mecánicos en ciertas partes del transformador.

La celulosa es un material utilizado para muchos procesos en la industria como el papel, aditivos, fibra, etc. En los transformadores de potencia, la celulosa se utiliza para el aislamiento sólido, tal aislamiento está hecho de pulpa kraft que proporciona fácil impregnación de aceite y a su vez mejor rendimientos en campos eléctricos. La celulosa es un material que proporciona una buena estabilidad cuando se impregna en aceite, por lo tanto es fácil de moldear, envolver, curvar, cortar y en la actualidad es el aislamiento más utilizado en la producción de transformadores tanto por su desempeño como por su bajo costo de producción (Villa, 2015, pp.2-7).

Kraft es el proceso de fabricación del papel también conocido como proceso al sulfato, el cual es una mezcla de Hidróxido de sodio ( $\text{NaOH}$ ) y Sulfuro de sodio ( $\text{Na}_2\text{S}$ ). El sulfuro acelera la reacción y se forma por la reducción de sulfato de sodio adicionando por sustitución del álcali perdido durante el proceso, el cual es sometido a unos digestores que operan en discontinuo a unas temperaturas de  $160^{\circ}\text{C}$  a  $180^{\circ}\text{C}$  con un tiempo de cocción de 4 a 6 horas. Después de este proceso, la composición típica de la celulosa es 78% a 80% celulosa, 10% a 20% de hemicelulosa y 2% a 6% de lignina (Fernández et al., 2016, pp.129-130; Villa, 2015, pp.2-25).

Es importante destacar que el papel impregnado en aceite tiene una rigidez dieléctrica más alta que si estuvieran los dos elementos por separado (Reis, 2010, p.8). Por otro lado, el papel interactúa con el calentamiento, la humedad y el oxígeno las cuales son unas variables que aceleran su envejecimiento. Según Emsley la presencia de agua acelera el envejecimiento del papel de forma que un 4% de humedad (en masa) supone una velocidad de envejecimiento 20 veces mayor respecto al papel seco, el oxígeno agrava el envejecimiento del papel, ya que comprobaron que la degradación del papel disminuye 16 veces cuando la concentración de oxígeno disminuye de 2000 a 300ppm. Sin embargo, Emsley también comprobó que la combinación de las dos variables mencionadas parece crear una capa protectora en el papel, ya que la creación de enlaces de hidrógeno entre el agua y el oxígeno dificulta la interacción entre el agua y el papel (Emsley, Xiao, Heywood, & Ali, 2000, pp.115-119).

*1.1.2.4.2 Aislamiento líquido.* El sistema de refrigeración y aislamiento de un transformador está basado en su potencia, ya que se pueden diseñar transformadores que se refrigeren con el aire ambiente los cuales son para pequeñas potencias y los que se refrigeran con líquido (aceite) para grandes potencias. Teniendo en cuenta que para poder llevar la energía eléctrica a diferentes puntos del sistema eléctrico se necesitan grandes potencias, el sistema de refrigeración y aislamiento más adecuado para transportar toda esa energía de forma eficiente es la líquida. Por tal razón los investigadores iniciaron la búsqueda de un líquido que brindara las propiedades físicas, químicas y dieléctricas adecuadas dando como resultado el aceite mineral. Este aceite al ser derivado del petróleo no presentaba ningún problema en cuanto a su origen ni su eliminación, pero en tiempos posteriores se comprobó que tiene muy bajo punto de ignición (180°C) lo cual colocaba en peligro tanto el equipo como el entorno en el cual operaba. En consecuencia, los

investigadores iniciaron la búsqueda de otro líquido refrigerante que tuviera las propiedades dieléctricas adecuadas y un mayor punto de ignición dando como resultado el aceite sintético. Se trataba de un hidrocarburo aromático clorado con alto contenido de bifenilos policlorados (PCB) el cual se denominó askarel y que poseía una buena estabilidad química y baja volatilidad. Sin embargo, este aceite impactaba negativamente al medio ambiente al contener PCB, por lo tanto, se vio la necesidad de buscar otras alternativas para el líquido refrigerante de los transformadores, ya que en la actualidad por normas ambientales se prohíbe el uso de los líquidos que contengan PCB.

Entre esas otras alternativas se encuentran el aceite de silicona, los esteres sintéticos y los esteres naturales, este últimos es la mejor alternativa para los transformadores de distribución, ya que no es derivado del petróleo tiene alto punto de ignición y además es amigable con el medio ambiente.

*1.1.2.4.2.1 Aceite mineral.* Los aceites dieléctricos minerales son derivados del petróleo en cuya composición denominan hidrocarburos nafténicos. Las propiedades de un aceite mineral del transformador no son propias o no están presentes, en forma exclusiva, en un determinado tipo de hidrocarburo, sino por el contrario se encuentran repartidas entre varios (Nafténicos, parafínicos y aromáticos), el cual debe tener unas proporciones típicas para ser un buen liquido dieléctrico (Reis, 2010, p.9). Entre ellas son:

- Hidrocarburos aromáticos 4 a 7%
- Hidrocarburos isoparafínicos 45 a 55%
- Hidrocarburos nafténicos 50 a 60%



*1.1.2.4.2.2 Aceite de silicona.* La estructura molecular de los aceites de silicona consiste en silicona, oxígeno y grupos orgánicos que constituyen la cadena lateral, además son resistentes a la mayoría de productos químicos, la oxidación y a elevadas temperaturas pero tienen el inconveniente de que son demasiados costosos y además baja biodegradabilidad (Reis, 2010, p.11).

*1.1.2.4.2.3 Esteres sintéticos.* Este fluido dieléctrico está compuesto por un alcohol y un ácido orgánico en la cual se pueden obtener una variedad de esterres sintéticos dependiendo de la composición utilizada. Este tipo de fluido se utiliza comúnmente en situaciones que se espera que haya altas temperaturas, y también en combinación con aislamiento sólido a altas temperaturas como el papel, ya que al tener alto punto de ignición y combustión, se le han atribuido beneficios relacionados con la absorción de humedad de la celulosa (Fuentes, 2015, pp.1-8).

*1.1.2.4.2.4 Esteres naturales.* Este tipo de esterres pueden ser producidos a partir de una amplia variedad de cultivos, siendo los más comunes para aplicaciones dieléctricas la soya, y semilla de girasol. Diversos estudios demuestran que este tipo de fluido tiene alto punto de ignición y alta biodegradabilidad, pero presentan el inconveniente de no ser tan estables ante la oxidación (Fuentes, 2015, pp.1-8).

*1.1.2.4.3 Aisladores pasantes.* Un aislador pasante eléctrico se define como un elemento que sujeta mecánicamente un conductor bajo tensión y lo mantiene aislado de otros conductores y apoyos, los cuales deben soportar tensiones normales y anormales (Montoya, 2005, p.102)(CNCE, 2015).

Los bornes de los transformadores de media tensión que corresponde al llamado devanado primario, se llevan al exterior de la cuba por medio de los aisladores pasantes de material de fibra de vidrio, porcelana o poliméricos, como se muestra en la figura 4 que en su interior está compuesto de aire o aceite. Los pasatapas de A.T y B.T. se distinguen por su altura, siendo los más altos los que soportan mayor tensión (Fraile, 2003, pp.169-170).



*Figura 4.* Aisladores de un transformador. Adaptado de “Transformadores amigables con el medio ambiente” por, RVR, 2015, *Transformadores*. Copyright 2003 por rvrtransformadores.com. Recuperado de <http://rvrtransformadores.com/w2/>

### **1.1.3 Principio de funcionamiento.**

El funcionamiento de un transformador eléctrico se basa en las leyes de inducción electromagnética, el cual al aplicar una tensión alterna en el devanado primario circulará por este una corriente alterna y a su vez producirá un flujo alterno en el núcleo cuya dirección vendrá determinada por la ley de ampere aplicada a ese devanado. Debido a la variación de este flujo se crean fuerzas electromotrices inducidas en los devanados según la ley de Faraday y en oposición al cambio de flujo según la ley de Lenz. Esta fuerza electromotriz es proporcional a la variación instantánea del flujo y al número de vueltas del devanado, dando como resultado dos fuerzas

electromotrices de diferente magnitud en los devanados primario y secundario respectivamente. Como el flujo es igual en ambos devanados, la relación de las fuerzas electromotrices es igual a la relación del número de vueltas de los devanados (Enriquez, 1989, pp.25-27; Fraile, 2003, pp.172-175).

La relación de transformación está dada por la relación entre las tensiones, corrientes y numero de vueltas de los devanados como se muestra en la ecuación 1.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad \text{Ecuación 1}$$

*Donde:*

*V1: Tensión en el devanado primario*

*V2: Tensión en el devanado secundario*

*I1: Corriente en el devanado primario*

*I2: Corriente en el devanado secundario*

*N1: Numero de vueltas del devanado primario*

*N2: Numero de vueltas en el devanado secundario*

*A: Relación de transformación*

#### **1.1.4 Perdidas en el transformador.**

En el transformador, como en cualquier maquina eléctrica, la potencia eléctrica no se aprovecha un 100%, debido a que una fracción de esta potencia se convierte en calor y prácticamente no se utiliza, constituyendo así las llamadas perdidas de la máquina. Estas pérdidas se presentan tanto en el cobre de los devanados como en el hierro del núcleo (Chapman, 2013, pp.20-22).

Las pérdidas en el hierro se presentan por dos diferentes fenómenos físicos: Pérdidas por corrientes de Foucault y pérdidas por histéresis. Las pérdidas por corrientes de Foucault se originan por el flujo variable que atraviesa el núcleo, ya que al igual que en los alambres conductores, en el núcleo también se induce una tensión causando un flujo de corrientes en el mismo y a su vez disipándola en forma de calor. Para reducir este efecto el núcleo del transformador no se construye macizo, sino que se compone de la unión de múltiples láminas metálicas separadas por un aislante eléctrico entre sí, con el fin de disminuir el voltaje inducido y en consecuencia unas corrientes más bajas y menores pérdidas por este efecto. Las pérdidas por histéresis se producen por el comportamiento que presentan los núcleos ferromagnéticos cuando se someten a campos magnéticos aleatorios, el cual depende del material, la frecuencia del campo magnético y la inducción máxima a la que son sometidos. Esta pérdida también se presenta en forma de calor (Said, Nor, & Majid, 2010, pp.0-5).

### 1.1.5 Rendimiento de un transformador.

El rendimiento de un transformador, como toda máquina eléctrica, está dada por la ecuación

2

$$n = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_p} \text{ Ecuación 2}$$

*Donde:*

*n: es el rendimiento del transformador*

*P1: es la potencia absorbida en el primario*

*P2: es la potencia obtenida en el secundario*

*Pp: es la potencia disipada por las pérdidas de la máquina.*

De acuerdo a la ecuación 2, el rendimiento de un transformador se define como el cociente entre la potencia obtenida en el secundario y la potencia absorbida en el primario, no obstante, la potencia absorbida en el primario también se define como la potencia obtenida en el secundario más las pérdidas mencionadas anteriormente. De igual forma, pese a las existencias de las pérdidas, los transformadores son dispositivos que tienen un rendimiento del 99%. La figura 5 muestra la curva de rendimiento de un transformador, la cual muestra las pérdidas en el hierro como constantes ya que no dependen de la carga y las pérdidas en el cobre que aumentan dependiendo de la carga, es decir, que a medida que va aumentando la carga, aumentan las pérdidas por el efecto joule (Enriquez, 1989, pp.85-87; Wildi, 2007, p.120).

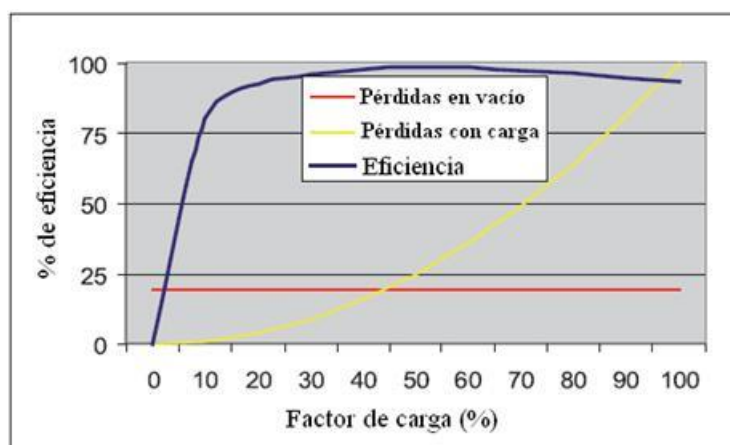


Figura 5. Curva de rendimiento de un transformador. Adaptado de “Aspectos Técnicos” por, M. Gajardo & M. Mura, 2008, *Evaluación económica de proyecto para disminución de pérdidas en distribución v/s compensación de las mismas con generación con ERNC*. Copyright 2008 por Pontificia Universidad Católica de Chile. Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno08/eficiendistr/trabajo%20de%20investigacion%20v2.htm>

### 1.1.6 Calentamiento de un transformador.

Las pérdidas en el transformador se manifiestan en forma de calor, lo que produce un aumento de la temperatura y la disminución de su rendimiento. Este calor se disipa al medio ambiente por medio de los mecanismos de convección, radiación y conducción.

En el momento de colocar en funcionamiento el transformador, se comienza a calentar la maquina por las pérdidas generadas en el núcleo y en los conductores, esta temperatura aumenta progresivamente hasta igualar la cantidad de calor que cede al medio ambiente, en ese momento la temperatura permanece constante y se denomina temperatura de régimen. Esta temperatura es de gran importancia, ya que por medio de ella se puede determinar los elementos aislantes que se van a utilizar en la construcción de la máquina para que trabajen correctamente. De la misma forma, la elevación de la temperatura fuera de las condiciones normales de servicio degrada los elementos aislantes rápidamente, lo que da lugar a una vida útil más corta de la máquina. V.M Montsinger, ingeniero de General Electric, desarrollo una formula empírica en el año 1930 conocida como la ley de los  $10^{\circ}\text{C}$ , la cual explica que: un aumento de  $10^{\circ}\text{C}$  de temperatura sobre el máximo recomendado, la vida del aislante disminuiría considerablemente, e inversamente, una disminución de  $10^{\circ}\text{C}$  aumentaría casi el triple su vida útil (Fraile, 2003). Debido a esto se establecieron unas normas que especifican la temperatura máxima que no deben sobrepasar los elementos de un transformador y la clasificación de los aislamientos, entre ellas se encuentra la norma IEEE std 1- 1986 y la NTC 317 (IEEE, 1986, pp.1-27; NTC317, 1998).

## **Capítulo 2. Aceites dieléctricos para transformadores**

El transformador de potencia es el equipo más crítico en el sistema eléctrico, motivo por el cual debe operar en óptimas condiciones. La confiabilidad de este equipo está gobernada por el sistema de aislamiento, el cual está comprendido por el aislamiento sólido y el aislamiento líquido. Como se mencionó en el capítulo anterior el aislamiento sólido es el papel y el aislamiento líquido pueden ser los diferentes aceites dieléctricos.

El aislamiento líquido se puede considerar como la columna vertebral del transformador, ya que cumple tres importantes funciones: Aislar las partes activas del transformador, transferir el calor que se generan en los devanados hacia la parte externa para así poder disiparla y proporciona un diagnóstico de la vida útil del equipo mediante un monitoreo regular (Mehta, Kundu, Chowdhury, Lakhiani, & Jhala, 2016b, pp.873-880). Por lo tanto, el fluido debe permanecer estable a altas temperaturas y libre de contaminantes durante gran parte de su vida útil, cumpliendo con los requisitos de aislamiento exigidos por la norma (Fuentes, 2015, pp.1-8).

El fluido dieléctrico más utilizado en los transformadores de distribución es el aceite mineral (Mehta et al., 2016, pp.873-880; Rafiq et al., 2015, pp.308-324; Cicuéndez, 2012, p.21; Fuentes, 2015, pp.1-8). Este es un aceite derivado del petróleo que ha sido utilizado desde el año 1892 hasta la actualidad comportándose de manera adecuada en sus propiedades químicas, físicas y eléctricas, pero con dos inconvenientes: su bajo punto de flameo y su baja Biodegradabilidad (Mehta et al., 2016b, pp.873-880). Debido a la importancia que se ha tomado en el cuidado del medio ambiente y sobre todo la seguridad de las personas, se ha propuesto el uso de los líquidos aislantes alternativos que se comporten de una mejor manera ante los inconvenientes que se

presentan en el aceite mineral, estos líquidos son: esteres naturales, esteres sintéticos y aceite de silicona (Fuentes, 2015, pp.1-8).

## **2.1 Generalidades de los aceites dieléctricos**

En las siguientes secciones se relacionan aspectos de interés en relación a los líquidos aislantes alternativos, cuyo desarrollo a lo largo de estos últimos años ha sido paralelo a la preocupación del medio ambiente y la búsqueda de otras materias primas para no depender solamente del petróleo, además de mencionar los diferentes beneficios que se obtiene en el transformador de distribución utilizando aceite de origen vegetal.

### **2.1.1 Aceite mineral.**

El aceite mineral para transformadores es extraído del petróleo, se obtiene refinando algunos de los hidrocarburos que resultan de la destilación del petróleo. Estos hidrocarburos están compuestos en gran parte por carbono e hidrogeno, y por pequeñas partes de azufre, nitrógeno, oxígeno y otros metales. La refinación se realiza para tratar de eliminar estos últimos componentes y de esta forma obtener un aceite de mayor pureza (Reis, 2010, pp.13-19;Rouse, 1998, pp.6-16). La palabra pureza hace referencia a aquello que se encuentra libre de contaminación, en el caso de los aceites minerales, las pequeñas partes mencionadas anteriormente son consideradas contaminantes, que aceleran el deterioro o el envejecimiento del fluido. Por lo tanto, al disminuirlas se obtendrá un aceite más puro que garantizará una condición óptima de servicio.

Las propiedades físicas, químicas y eléctricas del fluido varían entre fabricantes, es decir, cada industrial desarrolla su aceite con características únicas. Sin embargo, existen acuerdos



entre los encargados de refinar el aceite, los productores y los usuarios, con el fin de garantizar que el fluido cumpla con los parámetros (Rouse, 1998, pp.6-16).

Para saber si el aceite es apto para uso en transformadores se hace una comparación de los valores del mismo con los establecidos en las guías o especificaciones, como la ASTM D 3487-09 (ASTM, 2009), generalmente empleada en Estados Unidos (Rouse, 1998, pp.6-16).

### **2.1.2 Aceite de silicona.**

El aceite de silicona es utilizado en situaciones especiales, por ejemplo, en transformadores que operan en lugares donde la protección contra incendio es fundamental, como las fabricas papeleras. No obstante, su empleo en transformadores de distribución requiere de condiciones especiales para la refrigeración, esto se debe a que poseen una viscosidad elevada lo que impide llevar a cabo una buena refrigeración (Cadavid, Echeverry, & Fernando, 2012, pp.201-223).

### **2.1.3 Ésteres**

Los ésteres son una clase amplia de compuestos orgánicos sintetizados de ácidos orgánicos (ácido carboxílico) y alcohol. El origen de estos ésteres puede ser natural o sintético dependiendo de su tratamiento (Talhi, Fofana, & Flazi, 2013, pp.1598-1605).

Los ésteres naturales son derivados principalmente de semillas (Cadavid et al., 2012, pp.201-223), por lo que son amigables con el medio ambiente, una de sus características principales es la elevada resistencia que presentan al fuego (ABB, 2015, pp.17-18), por lo cual brindan una mayor seguridad.

## 2.2 Panorama de uso de los líquidos dieléctricos

Los líquidos dieléctricos convencionales y alternativos se utilizan en transformadores de potencia, tracción y distribución (Fuentes, 2015, pp.1-8), su uso está limitado a transformadores de instrumentación dado que su implementación está en periodo de prueba. La Tabla 1 resume el uso de los líquidos dieléctricos alternativos utilizados a nivel comercial. La siguiente nomenclatura se utiliza para especificar su grado de uso siendo: A= Muy utilizado, B = Poco utilizado y X = No utilizado.

Tabla 1

*Uso de los líquidos convencionales y alternativos*

<b>Tipo de</b>				
<b>aceite</b>	<b>Aceite Mineral</b>	<b>Aceite Silicona</b>	<b>Ester Sintético</b>	<b>Ester Natural</b>
<b>Aplicación</b>				
Transformadores de Potencia	A	X	B	B
Transformadores de distribución	A	A	A	A
Transformadores de tracción	A	A	A	X
Transformadores de instrumento	A	X	X	X

*Nota:* Se presenta el uso de los diferentes aceites dieléctricos en los transformadores de distribución. Adaptado de “Análisis del estado del arte de fluidos de origen mineral, vegetal y sintético para su aplicación en transformadores de potencia.” por, C. Fuentes, 2015, *Instituto de investigaciones eléctricas*. Copyright 2015 por elsevier.

## **2.3 Comparativa de las propiedades de los líquidos dieléctricos**

Los líquidos presentados en la Tabla 1 son ampliamente usados en transformadores de distribución, cuyas propiedades de técnicas y de operación se encuentran divididas en propiedades químicas, físicas y eléctricas especificadas en los diferentes estándares, entre estas se encuentra la ASTM D6871-03 (ASTM, 2003b) (aceite vegetal) y la ASTM D3487-09 (ASTM, 2009)(Aceite mineral).

### **2.3.1 Propiedades químicas.**

Los aceites aislantes deben cumplir con determinados parámetros químicos, que además de contribuir con el rendimiento del transformador, son parte fundamental en la disminución del impacto ambiental. Como se puede observar en la tabla 5 los aceites dieléctricos minerales son los de mayor aplicabilidad en los diferentes tipos de transformadores, sin embargo, son poco biodegradables en comparación con los esterres.

**2.3.1.1 Oxidación.** Por otra parte, a los aceites que han sido tratados o regenerados usualmente se le añaden aditivos con el fin de mejorar algunas de sus propiedades. Por ejemplo, en los aceites minerales uno de los aditivos de mayor aplicabilidad son los antioxidantes, estos se encargan de retardar la oxidación (Reis, 2010, pp.20-21). Aunque a lo largo del tiempo, los aceites dieléctricos de origen vegetal han sido considerados como fluidos con poca resistencia a la oxidación, en la actualidad se han logrado notables avances en este aspecto. Por ejemplo, la compañía OMARZABAL, ha lanzado al mercado transformadores de distribución sumergidos en aceite vegetal que no necesitan de inhibidores de oxidación, esto se debe a su composición y al

proceso de refinación al que este es sometido (Ormazabal, s.f), sin embargo los aceites minerales en general presentan un mejor comportamiento ante la oxidación que los esteres naturales.

**2.3.1.2 Contenido de humedad.** La presencia de agua en los aislamientos del transformador es muy peligrosa ya que acelera su envejecimiento y disminuye su vida útil, esta se puede presentar en forma de gotas de agua o como una nube desprendida en el líquido aislante que se puede apreciar con una inspección visual (Mehta et al., 2016, pp.873-880), en ese punto el agua ya se encuentra en estado de saturación. La cantidad límite de humedad permitida viene determinada por la ASTM D1533 (ASTM, 2012a), la cual para el aceite mineral es de 35ppm y para el aceite vegetal es de 200ppm. Por otro lado, la solubilidad es la capacidad que tiene el agua de disolverse en el aceite, es decir, los diferentes líquidos aislantes son capaces de absorber cierta cantidad de agua sin que se presente el estado de saturación. Los esteres presentan un mejor comportamiento ante la saturación de agua que los aceites minerales y de silicona a temperatura ambiente (ABB, 2015, p8).

**2.3.1.3 Biodegradabilidad.** En la actualidad el tema ambiental es de gran importancia, se encuentra asociado a la mayoría de actividades que el hombre realiza a diario y la fabricación de aceites dieléctricos no es la excepción. La gran demanda a nivel mundial de estos fluidos, los problemas con el petróleo en la década de los setenta y la responsabilidad ambiental, han conllevado a la búsqueda de alternativas y la creación de diferentes aceites (ABB, 2015, p8), incluso tomando como materia prima semillas. Hoy en día existen diversos productores de aceites de origen vegetal conocidos también como esteres naturales. Los cuales han tenido buena aceptación en el mercado. A manera de ejemplo, el aceite aislante de origen vegetal BIOTEMP

de ABB cuenta con una elevada biodegradabilidad con un porcentaje de 97% en un lapso de tiempo de 21 días (ABB, 2015, p10).

Biodegradabilidad es diferente para cada tipo de aceite, en la figura 1 se muestra la gran diferencia de biodegradación que existe entre un éster natural y un aceite de silicona. Mientras el aceite natural se encuentra por encima del 90% los aceites de silicona y mineral se encuentran en un rango de cero a 10%, por su parte el éster sintético presenta una buena biodegradación.

### **2.3.2 Propiedades eléctricas.**

Las propiedades eléctricas permiten evaluar la capacidad de los aceites en resistir el estrés eléctrico y determinar mediante pruebas estandarizadas si contiene impurezas. Entre las propiedades eléctricas de los aceites dieléctricos se encuentra la constante dieléctrica, la resistividad del volumen y la tensión de ruptura, esta última es el más importante y común requerimiento que los líquidos aislantes deben cumplir (Rafiq et al., 2015, pp.308-324).

**2.3.2.1 Tensión Interfacial.** La tensión interfacial es la medida de la fuerza de atracción molecular entre el agua y el aceite, esta medida determina la presencia de agentes contaminantes y el decaimiento del aceite, se mide en dynas/cm o mN/m. El método estándar utilizado para determinar los valores según los tipos de aceite es la ASTM D971 (ASTM, 2012b).

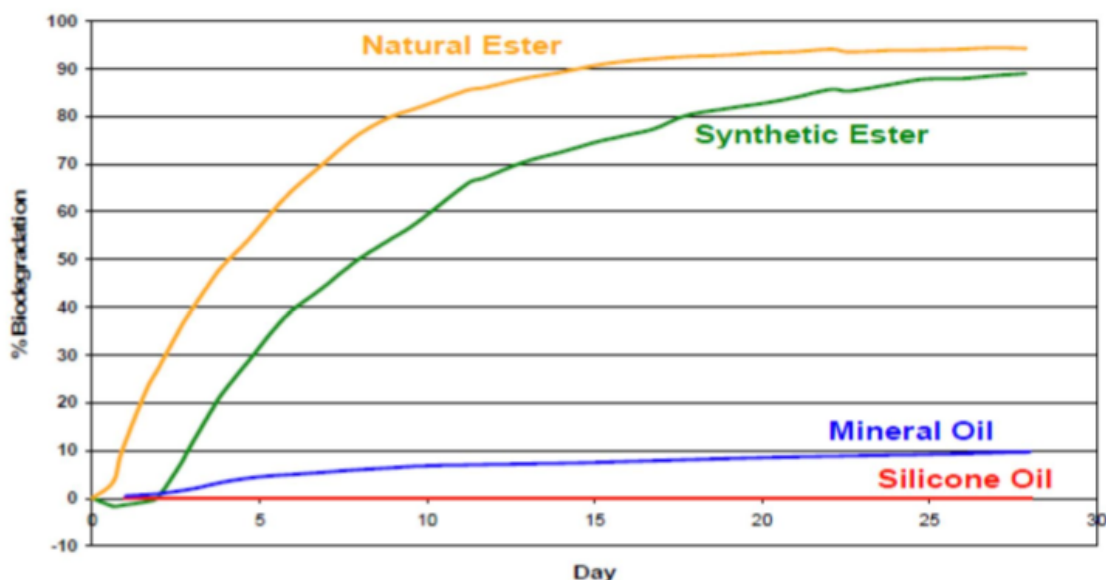


Figura 1. Biodegradación de los aceites dieléctricos. Adaptado de “Transformadores inmersos en fluidos esteres” por, ABB, 2008, *Fluidos esteres. Una solución innovadora para transformadores de potencia*. Copyright 2015 por ABB. Recuperado de <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/pp/jose-pi%C3%B1eros---fluidos-esteres.pdf?sfvrsn=2>

**2.3.2.2 Tensión de ruptura.** La tensión de ruptura se define como el valor de voltaje aplicado al cual comienza la descarga disruptiva (Rafiq et al., 2015, pp.308-324), es decir, es la tensión máxima que soporta el líquido dieléctrico antes de romperse. La figura 2 muestra el equipo de prueba de tensión de ruptura, el cual es el encargado de realizar el análisis que consiste en tomar una muestra de aceite del transformador a analizar y vierte en un vaso de pruebas que contiene dos electrodos montados en su interior separados en mm, se le inyecta una tensión en términos de KV que aumenta progresivamente hasta que se produce una chispa, en ese momento el equipo interrumpe la inyección de voltaje, arroja los resultados de la prueba y se compara con los parámetros establecidos por las normas ASTM; IEC (Megger, 2011, pp.3-18).



Figura 2. Equipos de prueba de tensión de ruptura. Adaptado de “Equipos de prueba de voltaje de ruptura” por, Megger, 2011, *La guía de megger sobre las pruebas de ruptura dielectrica de aceites de aislamiento*. Copyright 2011 por Megger. Recuperado de [http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil\\_testing\\_booklet\\_ES\\_V02.pdf](http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil_testing_booklet_ES_V02.pdf)

La prueba de tensión de ruptura sirve para determinar la presencia de agentes contaminantes (exceso de humedad, sucio, partículas conductoras y burbujas de gas o de aire), los cuales están presentes cuando los resultados de las pruebas arrojan baja rigidez dieléctrica (Mehta, Kundu, Chowdhury, Lakhiani, & Jhala, 2016<sup>a</sup>, pp.1705-1712).

Los esteres tienden a crear enlaces de hidrogeno con las moléculas de agua para que estas puedan disolverse fácilmente, esto con el fin de que la rigidez dieléctrica del aceite no disminuya, ya que esta propiedad es inversamente proporcional a la humedad, es decir, a mayor presencia de agua menor rigidez. En cuanto se refiere a los aceites minerales y de silicona, presentan mayor sensibilidad a la presencia de agua.

En la figura 3 se puede observar el comportamiento de la rigidez dieléctrica de los fluidos mencionados ante la presencia de humedad. Inicialmente el aceite mineral tiene una tensión de ruptura superior a 80kV con un contenido de agua de 20ppm aprox, mientras que el aceite de silicona tiene una menor tensión de ruptura al mismo contenido agua, sin embargo, a medida que

el contenido de agua aumenta, la tensión de ruptura del aceite mineral disminuye en mayor proporción que la del aceite de silicona. Por otra parte, los esteres tienden a mantener su tensión de ruptura inicial hasta un valor determinado de ppm. Por ejemplo, el Ester natural comienza a disminuir su rigidez dieléctrica a un menor contenido de agua (320ppm), en comparación con su homólogo, el cual disminuye su rigidez dieléctrica cerca de las 700ppm. La Tabla 2 describe las pautas que debe cumplir el equipo encargado de hacer el análisis, teniendo en cuenta las normas americanas y europeas.

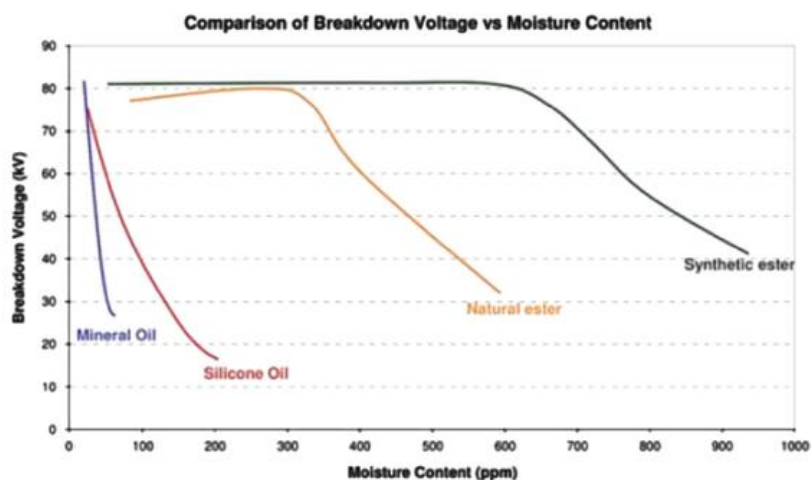





Figura 3. Tensión de ruptura ante la presencia de humedad. Adaptado de “Use of vegetable oils as Transformers oils – a review” por, M. Rafiq, Y.Z. Lv, Y. Zhou, K.B. Ma, W. Wang, C.R. Li & Q. Wang. 2015, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, p. 310. Copyright 2015 por Elsevier. Doi: 10.1016/j.rser.2015.07.032



Tabla 2

*Normas aplicadas a los fluidos dieléctricos*

Normas		ASTM D1816	ASTM D877	IEC 60156
Origen		EEUU	EEUU	Europea
<b>Electrodos</b>	Forma			
	Tamaño de Separación	2 mm o 1 mm*	2,54mm	2,5mm
<b>Agitamiento de la muestra de aceite</b>	Impulsor	Si		Opcional
	Bomba		Sin Agitación	
	Magnética	Sin opción		Opcional
<b>Temperatura de prueba en laboratorio</b>	Líquido	Ambiente se debe registrar	20° - 30°C se debe registrar la temperatura al tomar la muestra y al probar	15° - 25°C para pruebas de arbitraje
	Ambiente	20° -30°	Se debe registrar	A menos de 5°C respecto de la muestra de aceite
	Líquido	Ambiente – se debe registrar	Se debe registrar	15° - 25°C
<b>Temperatura de prueba exterior</b>	Ambiente	Pruebas de arbitraje 20° - 30°C	Se debe registrar	A menos de 5°C respecto de la muestra de aceite
	Voltaje de prueba	Voltaje de subida		
		0,5 Kv/s	3 Kv/s	2 Kv/s

	Frecuencia	45 – 65	45 – 65	45 – 62
	Definición	<100 V	<100 V	4mA durante 5 ms
<b>Rupturas</b>	Cantidad en	5**	5*	6
	secuencia			
	Tiempo entre rupturas	1 a 1,5 min	1 min	2 min
<b>Tiempo entre el llenado y el inicio de la prueba</b>		3 – 5 min	2 – 3 min	2 min
		* Si la ruptura no se produce a 2mm, reducir la distancia a 1mm	Las pruebas se deben repetir si el	
<b>Condiciones especiales</b>	** Las pruebas se deben repetir si el rango de voltajes de ruptura registrados están a más de 120% de la media con separación entre electrodos de 1mm y 92% de la media con separación entre electrodos de 2mm		rango de voltajes de ruptura registrados está a más de 92% de la media. Si el rango de 10 voltajes de ruptura está a mas de 151% se debe investigar la causa.	Rango esperado de la relación de desvío estándar a media como función de la media se provee como un gráfico.

*Nota:* Se presentan los métodos que se realizan al aceite dieléctrico para medir su tensión de ruptura con las diferentes normas. Adaptado de “Equipos de prueba de voltaje de ruptura” por, Megger, 2011, *La guía de megger sobre las pruebas de ruptura dielectrica de aceites de aislamiento*. Copyright 2011 por Megger. Recuperado de [http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil\\_testing\\_booklet\\_ES\\_V02.pdf](http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil_testing_booklet_ES_V02.pdf)

**2.3.2.3 Factor de potencia o disipación.** El factor de potencia o factor de disipación es la medida de las pérdidas dieléctricas de los líquidos aislantes en un campo eléctrico alterno y de la energía disipada como calor. Los valores límites del factor de potencia para los diferentes líquidos aislantes se expresa en porcentaje y está determinado por el estándar ASTM D924 (ASTM, 2008b). Este método de prueba también nos ayuda a determinar si existe contaminación, alta humedad u oxidación en el líquido aislante, en el caso que se encuentre algunos de estos agentes el valor del factor de potencia es elevado.

**2.3.2.4 Tendencia de gases.** Para ciertas aplicaciones, cuando un aceite aislante es sometido a esfuerzos de alto voltaje, sería deseable poder determinar la velocidad de evolución o absorción de gases bajo ciertas condiciones de prueba específicas. La correlación de los resultados de prueba de la ASTM 2300 (ASTM, 2008a) con el rendimiento del equipo son limitadas, independientemente del tipo de fluido. Los esteres naturales tienen más baja tendencia de gases que los aceites minerales, el rango típico de los esteres naturales se encuentra entre los -50  $\mu\text{L}/\text{min}$  a -90  $\mu\text{L}/\text{min}$ .

### **2.3.3 Propiedades Físicas.**

Entre las propiedades físicas de los líquidos dieléctricos se encuentra el color, viscosidad, punto de fluidez, punto de flameo y punto de fuego, miscibilidad, absorción de agua, calor específico, conductividad térmica y permitividad relativa las cuales se analizarán en los siguientes epígrafes para ver los efectos que produce en el funcionamiento del transformador.

**2.3.3.1 Color.** El color de los aceites aislantes es la propiedad física que sirve para determinar visualmente que tan contaminado se encuentra el líquido. La ASTM D1500

(ASTM, 2003a) define el color de los aceites por medio de una escala de 0 a 8, donde 0 indica que el aceite aislante se encuentra libre de contaminación y 8 indica que se encuentra muy contaminado. La figura 4 muestra el instrumento encargado de determinar los valores mencionados, el cual se denomina colorímetro.



Figura 4. Colorímetro. Por J. Leon, 2016

**2.3.3.2 Viscosidad.** La viscosidad representa la resistencia de un fluido al movimiento. Un aceite dieléctrico con alta viscosidad presentará mayor oposición para circular por el interior del transformador, es decir, su proceso de circulación será lento, como consecuencia la refrigeración o transferencia de calor de la máquina será deficiente (Brettis, 2013, p.18). La viscosidad es diferente en cada tipo de aceite y varía con la temperatura, sin embargo, existen límites para la viscosidad a diferentes temperaturas determinados por el estándar ASTM D445 (ASTM, 1970).

En la figura 5 se observa las variaciones que sufre la viscosidad del aceite mineral, los puntos azules indican los valores máximos de viscosidad a diferentes temperaturas, expuestos en la tabla 7.

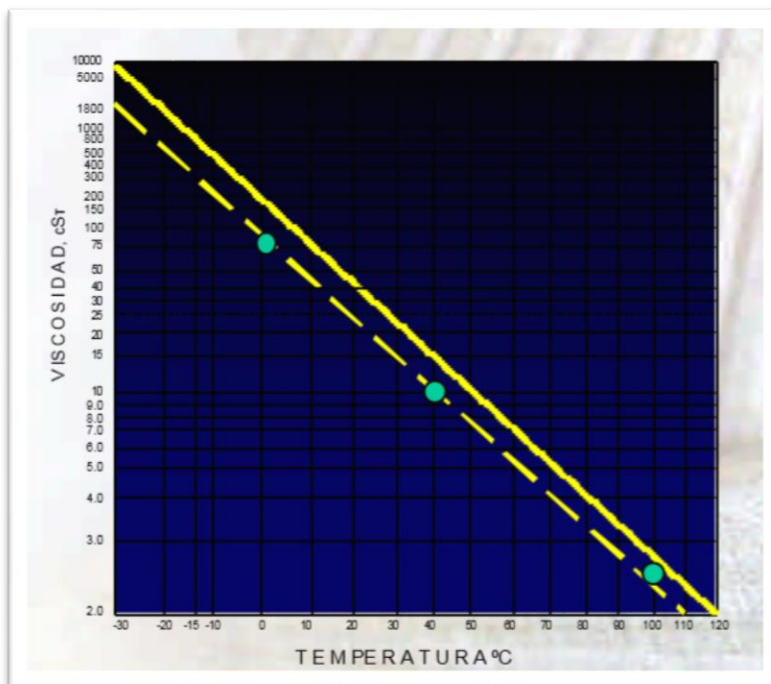


Figura 5. Viscosidad del aceite vs temperatura. Adaptado de “Propiedades físicas” por, Brettis, 2013, *Tutoriales de lubricación*. Copyright 2015 por Brettis. Recuperado de <http://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>

**2.3.3.3 Punto de fluidez (pour point).** El punto de fluidez es la temperatura más baja a la cual el aceite del transformador actúa sin problemas, particularmente cuando se necesita colocar en operación el transformador a temperaturas bajo 0°C es necesario saber si el líquido dieléctrico que contiene el transformador opera de manera adecuada a esa temperatura (Rafiq et al., 2015, pp.308-324). El estándar que determina el punto de fluidez de los diferentes tipos de aceites se muestra en la tabla 3.

**2.3.3.4 Punto de flameo y punto de inflamación.** El punto de flameo y el punto de inflamabilidad son las medidas de temperatura a la cual el líquido resiste antes de incendiarse (Mehta et al., 2016b, pp.873-880). El punto de flameo se define como la más baja temperatura a la cual la superficie del líquido emite suficiente vapor para sostener fuego y el punto de inflamabilidad se define como la más baja temperatura a la cual la superficie del líquido emite suficiente vapor para incendiarse en presencia de llama (Rafiq et al., 2015, pp.308-324). La tabla 3 muestra la temperatura a la cual los diferentes líquidos alternativos tienden a incendiarse.

**2.3.3.5 Calor específico y conductividad térmica.** El calor específico es la cantidad de calor requerida para cambiar una unidad de masa de una sustancia en un grado de temperatura. La conductividad térmica es la propiedad que tiene un material para conducir calor (Mehta et al., 2016<sup>a</sup>, pp.1705-1712). De acuerdo con lo anterior, estos valores son muy importantes a la hora de diseñar un transformador, ya que dependiendo de los materiales sólidos a utilizar y la capacidad de conducción de calor que tenga el líquido aislante, el equipo disipará más calor y disminuirá sus pérdidas, lo que da lugar a un transformador más eficiente y con más tiempo de vida útil. La tabla 3 muestra los diferentes valores de conductividad térmica y calor específico de los diferentes líquidos aislantes.

**2.3.3.6 Miscibilidad.** La miscibilidad es la propiedad de las sustancias de mezclarse en todas las proporciones, formando una solución homogénea (Mehta et al., 2016<sup>a</sup>, pp.1705-1712). En el caso de los líquidos aislantes de los transformadores, esta propiedad es muy importante a la hora de realizar la sustitución del mismo, ya que el líquido aislante a sustituir debe ser capaz de retirar el líquido que está depositado sin perder sus propiedades iniciales (Cicuéndez, 2012, p.26).

Tabla 3

*Comparativa de las propiedades físicas y eléctricas de los diferentes líquidos*

	Aceite mineral	Aceite de silicona	Ester sintético	Aceite vegetal	Método de prueba
<b>Tensión de ruptura, KV</b>	30 – 85	35 – 60	45 – 70	82 – 97	IEC 60156
<b>Permitividad relativa a 25°C</b>	2.1 – 2.5	2.6 – 2.9	3.0 – 3.5	3.1 – 3.3	IEC 60247
<b>Viscosidad a 0°C, mm<sup>2</sup> s<sup>-1</sup></b>	<76	81 – 92	26 – 50	143 – 77	ISO 3104
<b>A 40°C</b>	3 – 16	35 – 40	14 – 29	16 – 37	
<b>A 100°C</b>	2 – 2.5	15 – 17	4 – 6	4 – 8	
<b>Punto de fluidez</b>	-30 a -60	-50 a -60	-40 a -50	-19 a -33	ISO 3016
<b>Punto de flameo °C</b>	100 – 170	300 – 310	250 – 270	315 – 328	ISO 2592
<b>Punto de fuego °C</b>	110 – 185	340 – 350	300 – 310	350 – 360	
<b>Densidad a 20°C, kg dm<sup>3</sup></b>	0.83 – 0.89	0.96 – 1.10	0.90 – 1.00	0.87 – 0.92	ISO 3675
<b>Calor específico, J g<sup>-1</sup> K<sup>-1</sup></b>	1.6 – 2.0	1.5	1.8 – 2.3	1.5 – 2.1	ASTM E1269
<b>Conductividad térmica, W m<sup>-1</sup> K<sup>-1</sup></b>	0.11 – 0.16	0.15	0.15	0.16 – 0.17	(DCS)
<b>Coefficiente de expansión, 10<sup>-4</sup> K<sup>-1</sup></b>	7 – 9	10	6.5 – 10	5.5 – 5.9	ASTM D1903

*Nota:* Se presentan una comparación de las diferentes propiedades químicas, físicas y eléctricas de los diferentes aceites dieléctricos. Adaptado de “Use of vegetable oils as Transformers oils – a review” por, M. Rafiq, Y.Z. Lv, Y. Zhou, K.B. Ma, W. Wang, C.R. Li & Q. Wang. 2015, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, p. 318. Copyright 2015 por Elsevier. Doi: 10.1016/j.rser.2015.07.032

Tabla 4

*Miscibilidad de los diferentes líquidos dieléctricos*

	Aceite mineral	Aceite de silicona	Ester sintético	Ester natural
<b>Aceite mineral</b>	Si	Si	Si	Si
<b>Aceite de silicona</b>	Si	Si	No	No
<b>Ester sintético</b>	Si	No	Si	Si
<b>Ester natural</b>	Si	No	Si	Si

*Nota:* Se presenta los aceites que pueden mezclarse entre sí sin perder sus propiedades iniciales. Adaptado de “Transformadores inmersos en fluidos esteres” por, ABB, 2008, *Fluidos esteres. Una solución innovadora para transformadores de potencia*. Copyright 2015 por ABB. Recuperado de <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/pp/jose-pi%C3%B1eros---fluidos-esteres.pdf?sfvrsn=2>

**2.3.3.7 Aceites dieléctricos de origen vegetal.** Como lo indica el título el aceite dieléctrico de origen vegetal es parte fundamental en el desarrollo de este proyecto. Por lo cual en la tabla 5 se muestra una comparación de las propiedades de tres fluidos de este tipo, evaluados bajo la norma ASTM D-6871 (ASTM, 2003b). Aunque estos aceites tienen una composición química diferente a la de los aceites dieléctricos minerales, generalmente no presentan obstáculos en cuanto se refiere a los materiales que en la actualidad se utilizan para la fabricación de los transformadores, lo que es un aliciente para utilizar aceites de esta clase en mayor proporción (DiVeg, 2017),(Mehta et al., 2016<sup>a</sup>, pp.1705-1712). A esto se suman los beneficios que los aceites dieléctricos vegetales generan en algunos de los materiales internos del transformador. Por ejemplo, el papel aislante presenta un deterioro desacelerado, debido a la capacidad de absorción de humedad que los aceites vegetales poseen, como consecuencia su tiempo de vida útil es más prolongado (ABB, 2016, p.17).



Tabla 5

*Comparación de los aceites de origen vegetal actuales*

Propiedades	Envirotemp Fr3			Biotemp			Adv-1601			Límites establecidos por : ASTM 6871			Método
Azufre corrosivo	No corrosivo			No corrosivo						No corrosivo			D1275
Número de neutralización, número de ácido total, max,mg KOH/g	0.013 - 0.042			0.075			0.045 - 0.057			0.06			D974
Contenido de PCB, ppm	No detectable			No detectable			No detectable			Indetectable			D4059
Contenido de agua, max, mg/kg	4 - 50			150 PPM			31-118			200			D1533
Tensión de ruptura,min, kV (Método electrodos de disco)	47			45 a 25 °C						30			D877
Tensión de ruptura,min, kV (Método electrodos VDE)	28	48-75	32		65	50		60	1mm (0.04 in.) gap	2mm (0.08 in.) gap ≥35		D1816	
Tensión de ruptura,condiciones de impulso,25°C,min,kV,aguja negativa a la esfera puesta a tierra. 1 in.(25.4 mm) gap				100 kV (-) 90 kV (-)						130		D3300	
Factor de potencia o disipación a 60 Hz,max ,%	0.010-0.15	0.41 - 3.85	0.15		2.0	0.115		2.50	25°C 0.20	100°C 4.0		D924	
Tendencia de gaseamiento,max,µl/min	-79			(+)5.0						0		D 2300	
Color, max	0.5			< 0.5			< 1			1		D1500	
Viscosidad, max, cSt, °C	7.7 - 8.3	32-34	190	10	45	300	8,398	39,88	100°C ≤ 15	40°C ≤ 50	0°C ≤ 500	D445 O D88	
Punto de fluidez , max,°C	-18 -23			(-15) (-25)			≤ -4			≤ -10		D97	
Punto de flameo, min, °C	320-330			330			320-322			≥275		D92	
Punto de fuego,min,°C	350-360			360			335-352			≥300		D92	
Densidad relativa 15 °C / 15 °C , max	0.92			0.91 a 15 °C			0,906 - 0,916			0.96		D1298	
Examinación visual	Claro,verde claro			Brillante y claro			Claro y brillante			Brillante y claro		D1524	

*Nota:* Se presentan una comparación de las diferentes propiedades químicas, físicas y eléctricas de los diferentes aceites vegetales. Por P. N. Caballero & K. P. Pizarro, 2017.

Según los valores expuestos en la tabla, se puede concluir lo siguiente:

1. Algunas observaciones de las propiedades de estos fluidos son iguales o guardan similitud, como lo son el azufre corrosivo, el contenido de PCB y examinación visual.
2. Entre los tres fluidos investigados, se observa que el aceite BIOTEMP puede alcanzar un mayor número de neutralización superando lo establecido por la norma ASTM 6871.
3. En cuanto se refiere al color, los valores de los tres aceites se encuentran por debajo del valor máximo aceptado por la ASTM 6871, lo que indica que los tres aceites cumplen con la norma.
4. El contenido de agua es importante y debe medirse adecuadamente, debido a que un mal procedimiento puede dar como resultado valores errados. El aceite BIOTEMP tiene una mayor capacidad de absorción de agua, lo cual es bueno para el aislante sólido.
5. La tensión de ruptura con el método D877, del aceite FR3 es mayor en comparación con la rigidez dieléctrica del aceite BIOTEMP, aunque ambos fluidos tienen un valor superior (cercano al 50%) al indicado en la norma. Mientras que la ficha técnica de donde se obtuvieron los valores del AVD 1601, no muestra resultados con este método. Mediante el método D1816 el aceite FR3 tiene rangos de valores inferiores al de los otros esteres, especialmente a 1 mm donde muestra el menor valor y el valor más alto lo tiene el aceite AVD 1816, a 2mm el FR3 tiene un rango más amplio, debido a que los dos aceites restantes tienen un único valor. Con el método D3300 sólo se tienen los resultados del aceite BIOTEMP, por lo cual no es posible realizar una comparación.
6. El factor de disipación de los tres aceites a los 25 °C tiene valores cercanos entre sí, no obstante, a una temperatura 100 °C los rangos de los valores para el FR3 son diferentes con respecto a los fluidos BIOTEMP y AVD 1601 que tienen valores cercanos.

7. El aceite FR3 presentan los menores valores de viscosidad a las diferentes temperaturas, de lo cual es posible inferir que el proceso de transferencia de calor en este fluido puede ser más eficiente. Sin embargo, esto no indica que el proceso de refrigeración en los dos fluidos restantes es deficiente, debido a que todos cumplen con lo establecido en la norma, no obstante, en la ficha técnica del AVD 1601 no muestra el valor correspondiente a los 0°C, lo que puede ser una desventaja en la presente comparación.

8. Por otra parte, el punto de fluidez del aceite AVD 1601 supera el valor límite establecido por las ASTM, mientras que los otros dos aceites cumplen con el valor máximo, con valores relativamente cercanos entre sí. Aunque en Colombia no se dan temperaturas tan bajas por lo que esto podría no ser un problema, pero en caso de utilizarse en países donde el invierno alcanza temperaturas inferiores, quizás esto puede generar dificultades en el rendimiento de la máquina.

9. El punto de flameo es similar en los tres aceites, aunque el aceite AVD 1601 tiene un menor valor, es decir, este fluido es más propenso al incendio, cabe aclarar que su punto de flameo está por encima del mínimo que establece el estándar. El punto de fuego de los tres fluidos tiene rangos parecidos, sin embargo, el aceite AVD 1601 presenta los menores rangos, es decir, los vapores que emite este fluido pueden generar un incendio en presencia de llama desde 335 °C, mientras que el valor mínimo del FR3 es 350 °C valor cercano al rango superior del AVD 1601, por su parte el aceite BIOTEMP tiene un único valor de 360°C que equivale al máximo valor del FR3.

10. La densidad relativa de los tres aceites cumple, debido a que los valores están por debajo del número máximo establecido por la norma.

## **2.4 Sistema de regeneración del aceite con arcillas**

El aceite dieléctrico es esencial para el correcto funcionamiento de los transformadores de distribución y potencia sumergidos, pero este se ve afectado por los residuos provenientes de la parte activa de la máquina, la temperatura, y factores externos, disminuyendo así la eficiencia de la misma. El aceite puede ser reemplazado, cuando se observe su deterioro, sin embargo, un cambio de aceite implica un alto costo, además de generar problemas ambientales. No obstante, existen procesos para recuperar el aceite, que no solo tienen un bajo precio en comparación con la sustitución del fluido, sino que devuelven prácticamente el aceite a su estado original.

Como se mencionó en el párrafo anterior, actualmente se cuenta con diferentes sistemas para la regeneración del aceite dieléctrico, aunque en esta sección no se profundizará en todos. El fluido se puede regenerar mediante los procesos tradicionales: contacto y percolación, aunque en los últimos treinta años se han creado diferentes equipos móviles, automáticos y ahorrativos, capaces de regenerar con el transformador energizado. En estos procesos, comúnmente se emplea tierra fuller, (Earth Fuller`s), debido a sus características, blanqueadoras y de adsorción.

Con la regeneración se pretende que el aceite recupere sus propiedades iniciales, protegiendo de esta forma el aislante sólido, el cual se deteriora con la humedad, el oxígeno y la acidez. La aparición de estos contaminantes está relacionada con las condiciones de operación y el tiempo en servicio del transformador.

### **2.4.1 Tierra Fuller.**

Inicialmente el concepto de tierra *fuller* hacía referencia a los materiales terrosos de partículas pequeñas, empleados en el proceso de limpieza y llenado de lana (Hosterman & Patterson, 1992, pp.1-2). A mediados del siglo XX en Estados Unidos el término fue adoptado en

los procesos relacionados con el petróleo, debido al frecuente uso de estos materiales para tratar aceites minerales (Patterson & Murray, 1983, pp.585-587). A sí mismo, a lo largo del tiempo se han dado diversas aplicaciones a estos compuestos, principalmente en filtrado y absorción (Patterson & Murray, 1983, pp.585-587). Debido a esto se han realizado algunos cambios en la definición del término (Patterson & Murray, 1983, p.586). Sin embargo, en la época actual es común que se utilice para designar las arcillas, utilizadas en el tratamiento de los aceites dieléctricos.

En cuanto se refiere al material que actualmente se conoce como tierra *fuller*, generalmente predominan los minerales *palygorskite* y calcio-esmectita, (Hosterman & Patterson, 1992, p.2). La arcilla *palygorskite* es un excelente absorbente de compuestos polares, tiene una apariencia de color gris azulado, con una estructura cristalina. La mayor producción de este mineral está en Estados Unidos (Meza Rodríguez, 2010, pp.103-105; Murray, 1999, pp.39-49; Horning, Kelly, Myers, & Stebbins, 2004, p.347). En su estado natural se encuentra en silicato de aluminio y magnesio hidratado (IEEE, 2008). Las dimensiones de los granos de la arcilla *palygorskite* o *atapulgita* como es conocida comercialmente, varían de acuerdo el tipo de aplicación (Murray, 1999, pp.39-49).

Tabla 6

*Características de arcilla granular*

	8/16	16/30	30/60
Propiedades	MESH	MESH	MESH
Densidad: <i>lbs./ft<sup>3</sup></i>	31	32	32
Humedad libre	1.0	1.0	1.0

Clasificación volátil	Baja	Baja	Baja
	volatilidad	volatilidad	volatilidad
Pérdida en ignición: wt %	4.6	4.6	4.6
Ph	6.7	6.7	6.7
Dureza	76.0	71.7	78.2
Partículas: millón/lb	0.4	1.6	8.8

*Nota:* Se presentan las propiedades que posee la arcilla granular. Adaptado de “Propiedades típicas” por, Oil-dri, 2010, *Ultraclear*. Copyright 2010 por Oil-dri.

Las estecmitas son el principal componente de la bentonita, un tipo de arcilla considerada hoy en día como tierra fuller, aunque algunas de estas no son capaces de blanquear el líquido , por lo que deben ser tratadas con ácido (Hosterman & Patterson, 1992, p.2). La tierra fuller se puede utilizar en dos estados, arcilla naturalmente activa y arcilla activada. La principal diferencia radica en que la primera es empleada en su estado natural, mientras que la que se conoce con el nombre de arcilla activada debe ser procesada para conseguir las propiedades deseadas, como consecuencia aumenta su valor económico. El tratamiento de la arcilla se realiza con ácido o vapor (Hosterman & Patterson, 1992, p.2; Pahlavanpour, Lindsell, & Povazan, 1994, p.842). La activación con ácido se puede desarrollar con ácido clorhídrico o ácido sulfúrico, es decir, es un proceso químico con el cual se pretende mejorar la porosidad, el área superficial específica y otras características de la arcilla. Sin embargo, el ácido sulfúrico tiene mayor predilección en el mercado, por su bajo precio y su poca resistencia. Este método es comúnmente utilizado para activar la bentonita cálcica, empleada en la filtración y decoloración de los diferentes tipos de aceites (Komadel, 2016, pp 84-89).

La arcilla atapulgita se puede activar por medio altas temperaturas, lo que da como resultado un producto de baja volatilidad, excelente adsorbente de agua y ácido, mientras que la activación

por baja temperatura genera un material de volatilidad regular, con poca capacidad de adsorber agua, aunque con mejor rendimiento en la descoloración (IEEE, 2008).

### 2.4.2 Métodos de regeneración tradicionales.

El tipo de arcilla empleada depende del equipo utilizado en la regeneración. La arcilla granular es la más indicada, para emplear en el proceso de percolación, mientras que para el método por contacto es recomendable usar arcillas en polvo (IEEE, 2008). La porción de tierra fuller necesaria para regenerar un galón de aceite depende del estado de deterioro en que se encuentra el aceite, el método de regeneración y el tipo de arcilla a utilizar. Por ejemplo, en el siguiente gráfico se muestra la cantidad de la arcilla atapulgita activada necesaria para neutralizar determinados niveles de ácidos presentes en el aceite, aunque la porción de ácido eliminado varía en función de aspectos como, la temperatura, el contenido de ácido inicial, entre otros. Debido a esto la figura 6 solo puede tomarse como una guía (IEEE, 2008).

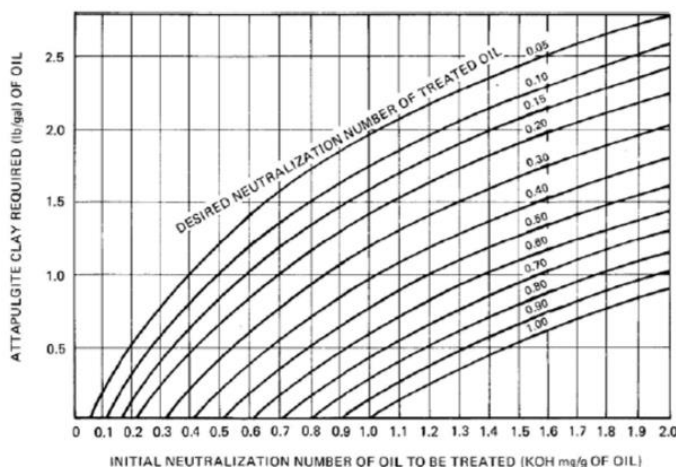


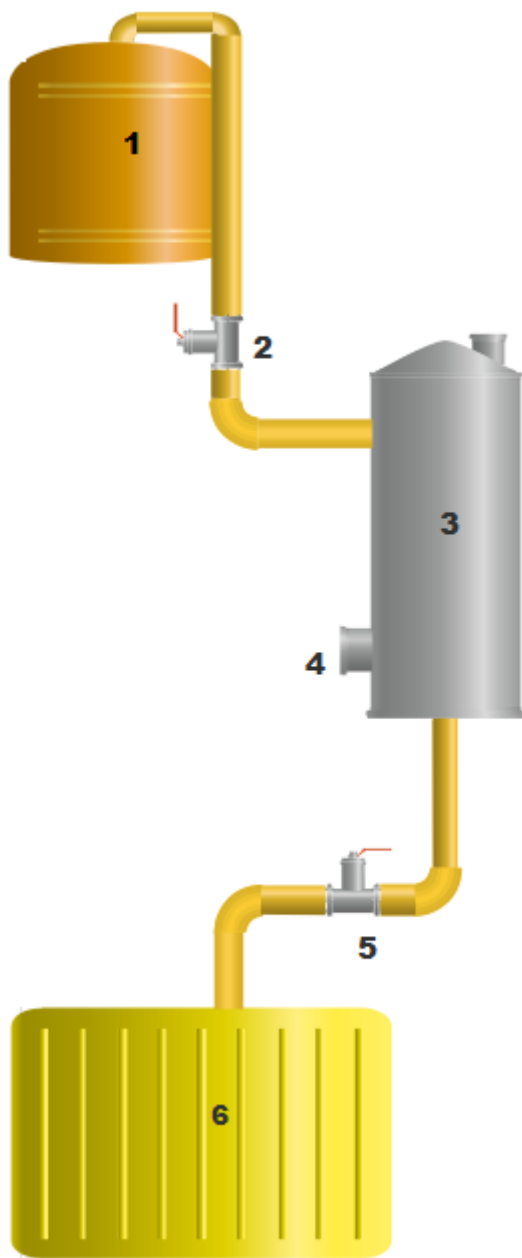
Figura 6. Neutralización de ácidos-arcilla atapulgita activada. Adaptado de “Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use” por, IEEE, 2008, *East*. Copyright 2008 por IEEE, p. 20.  
Doi:10.1109/IEEESTD.1985.81580

**2.4.2.1 Método de percolación por gravedad.** En este proceso el aceite fluye verticalmente a través de un recipiente que contiene arcillas adsorbentes, usualmente tierra *fuller*. El aceite sin tratamiento se almacena en tanques, seguidamente a un nivel inferior se encuentra el tanque donde se deposita el material adsorbente. Además, cuenta con un fondo filtrante y una válvula flotadora, la cual se encarga de controlar la salida del fluido del primer tanque. En cuanto se refiere a la salida final del aceite, la primera parte del fluido es de mejor calidad, por lo que al terminar el proceso se debe mezclar, de esta forma se obtiene un aceite de apariencia uniforme y con características similares (IEEE, 2008).

Descripción (Fig.12):

1. Tanque de almacenamiento para el aceite antes de regenerar.
2. Válvula
3. En el interior de este recipiente se encuentran los siguientes elementos:
  - Válvula flotadora
  - Lecho del material absorbente- (arcilla)
  - Malla filtrante
  - Soporte
4. Orificio para inspección
5. Válvula
6. Tanque de almacenamiento producto final, cuenta con un agitador.





*Figura 7.* Método de percolación por gravedad. Por P. N. Caballero & K. P. Pizarro, 2017.

**2.4.2.2 Método de percolación por presión.** La dinámica en este método es similar a la anterior, no obstante, para forzar el movimiento del fluido se utiliza una bomba, que agiliza el proceso y permite tratar grandes cantidades de aceite en poco tiempo. La unidad que cumple la función de filtro tiene un diseño especial, cuenta cartuchos o bolsas donde se encuentra la arcilla, ubicados de tal forma que son rodeados por el fluido, el cual debe circular a través de la arcilla antes de su salida, de esta manera se garantiza que el aceite sea filtrado en su totalidad. En caso de que la máquina no se pueda trasladar hasta el punto donde se recupera el aceite, el sistema de regeneración se puede llevar a el lugar donde esta se encuentra (IEEE, 2008).

**2.4.2.3 Método de contacto.** En este caso el aceite se deposita en un recipiente donde es mezclado con la arcilla en polvo, al mismo tiempo se le inyecta calor hasta llegar a la temperatura necesaria. El aceite es enviado a un tanque, desde donde se bombea a través de un filtro, que tiene como función adecuar la arcilla. La porción de material y el estado del aceite a regenerar, son factores determinantes en el producto final. Los residuos de aceite que quedan en la arcilla son retirados con aire comprimido colocado en el filtro. Los rangos de temperatura manejados en este proceso son altos (IEEE, 2008).

### **2.4.3 Sistema de regeneración modernos.**

Estos sistemas fueron lanzados al mercado por una compañía sur africana, bajo el nombre de tecnología Fluidex (Globecore, 2015). Un plus de estos sistemas, es la capacidad de reactivar la arcilla, por lo cual se puede reutilizar aproximadamente hasta 300 veces antes de desecharse, brindando no solo beneficios monetarios, sino también contribuyendo con el medio ambiente, debido a que el material resultante requiere un tratamiento diferente para su desecho (Horning et al., 2004, pp.335-355). Actualmente existen diferentes compañías a nivel mundial que ofrecen

este tipo de tecnología. La figura 8 muestra un modelo de estos sistemas y se expondrán sus características.

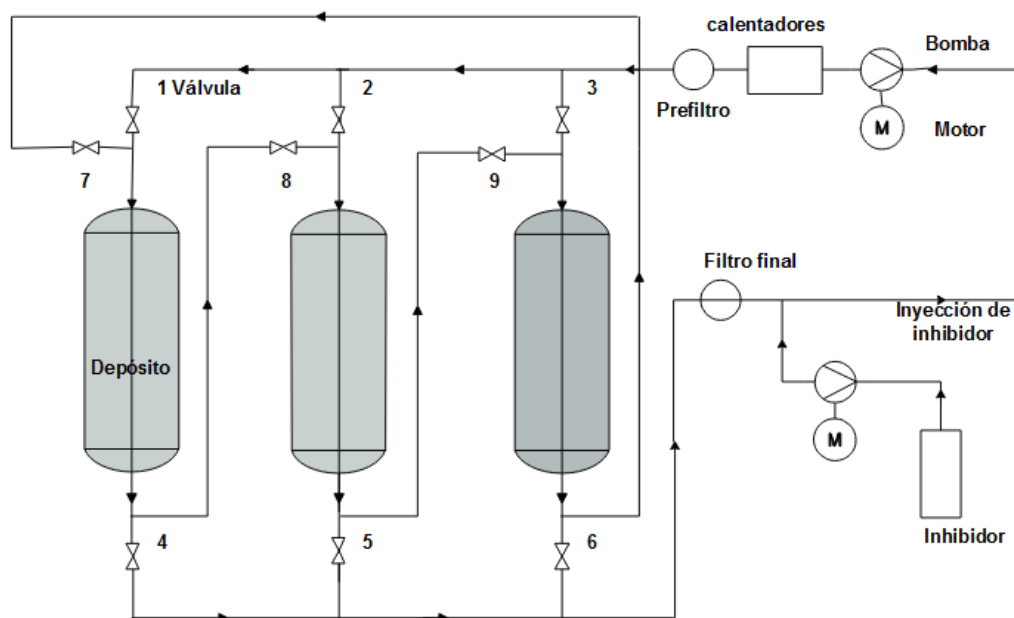


Figura 8. Diagrama de un sistema de regeneración moderno. Por P. N. Caballero & K. P. Pizarro, 2017.

**2.4.3.1 Planta de regeneración CMM-R Globe Core.** Como se mencionó anteriormente estos sistemas son capaces de reactivar la arcilla, extendiendo de esa forma su vida útil en rango de 2 a 3 años antes que esta deba reponerse, son plantas automáticas que pueden operar tanto de forma estacionaria como móvil (Globecore, 2016).

Estas plantas no solo mejoran la calidad del aceite deteriorado, sino que además eliminan los residuos de lodos presentes en el aislamiento sólido y devanados del transformador. Para esto utiliza el mismo aceite en circulación, el cual sirve como solvente cuando se aumenta su temperatura hasta el punto de anilina, generalmente es 80 °C. Aunque este procedimiento tiene mejor desempeño cuando el transformador se encuentra energizado (Sukhar, 2012).



*Figura 9. Planta CMM-R OIL. Adaptado de “Oil regeneration systems” por, Globecore, 2015, CMM-R Oil regeneration systems. Copyright 2015 por Globecore. Recuperado de <https://globecore.com/products/oil-processing-equipment/oil-regeneration/cmm-r-oil-regeneration-systems.html>*

Durante el proceso de regeneración o recuperación, existen altas posibilidades de que el aceite pierda el inhibidor de oxidación, por lo cual se debe aplicar antioxidante nuevo (Horning et al., 2004,335-355). El reacondicionamiento es un término que está relacionado con la regeneración del aceite, debido a que este se emplea en conjunto con la recuperación. La función de este proceso es liberar el aceite de la humedad, ácidos volátiles y otros elementos ajenos al aceite, es decir, que interfieren en la calidad del mismo (Horning et al., 2004, pp.341-346).

## **2.5 Proceso de regeneración aceite mineral dieléctrico.**

En este epígrafe, se mostrará un diagrama de flujo (figura 10) donde se presenta a manera general un proceso de regeneración de aceites dieléctricos minerales.

### **2.5.1 Descripción del proceso.**

El aceite recibido debe someterse a una prueba de contenido de PCB, si este se encuentra libre de bifenilos policlorados, se almacena en tanques para iniciar el proceso de regeneración de lo contrario el aceite no se puede tratar, debido a que contaminaría los equipos y materiales utilizados. Desde el almacenamiento I, el fluido se transporta hacia un filtro magnético cuya función es captar las partículas metálicas que contiene el aceite. Seguidamente el aceite se hace pasar por un filtro-prensa, compuesto de diferentes mallas que atrapan los residuos de carbón y otros presentes en el fluido.

Luego de esto el aceite es llevado a un tanque de trasiego, al salir de allí es trasladado a una torre donde el aceite es mezclado con tierra Fuller, la cual elimina los ácidos que contiene el aceite. El tiempo que transcurre entre la entrada y la salida de esta torre se conoce como tiempo de residencia, a la salida de la torre se coloca un filtro por precaución. Al finalizar este proceso el aceite es almacenado nuevamente en tanques, desde donde es enviado hasta el punto de termovacío (elimina la humedad).

Finalmente, los gases resultantes del proceso son llevados a la bomba de vacío donde se realiza un tratamiento (lavado), con el fin de minimizar la contaminación, arrojando a la atmósfera vapor de agua. Aunque este proceso es utilizado para el tratamiento de los aceites dieléctricos minerales, la regeneración de los aceites dieléctricos de origen vegetal se puede llevar a cabo utilizando técnicas con características similares.

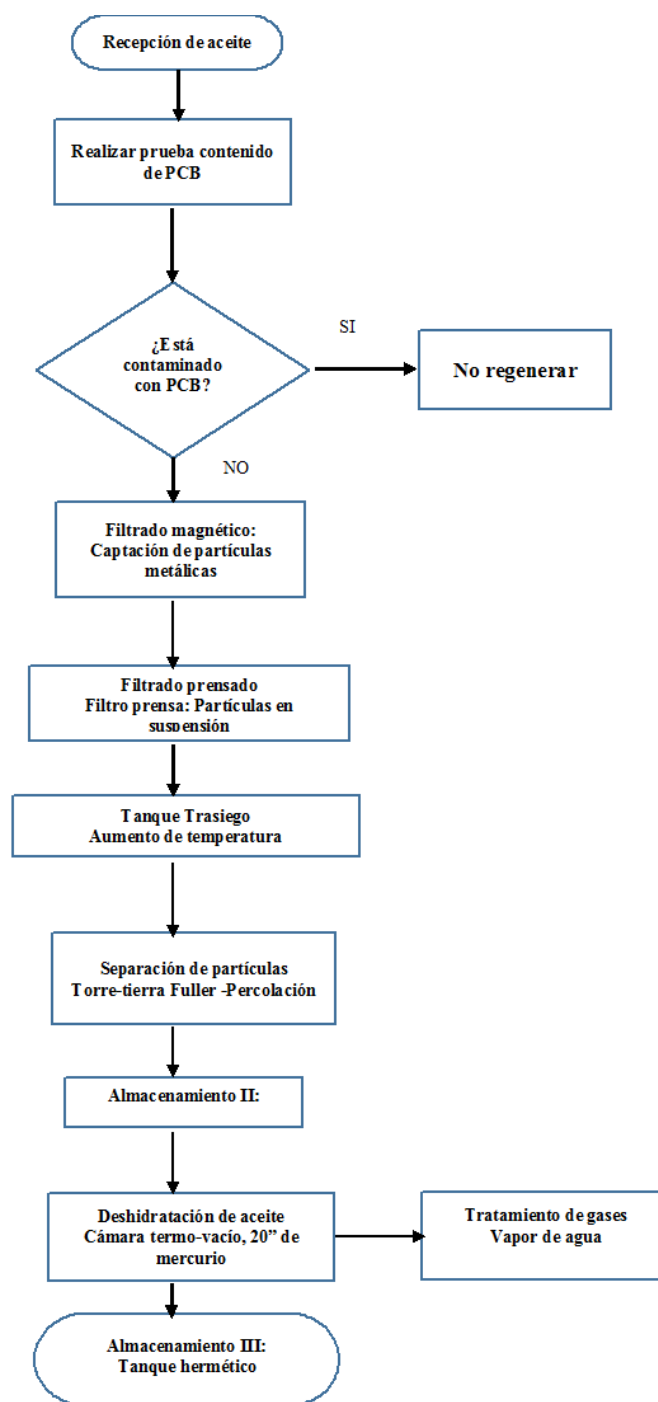


Figura 10. Diagrama de flujo del proceso de regeneración. Por P. N. Caballero & K. P. Pizarro, 2017.

### **Capítulo 3. Aislante sólido de los transformadores y empaquetadura**

Como se mencionó en el capítulo anterior, el transformador de potencia es uno de los activos más vitales del sistema eléctrico, por tal razón debe operar de la manera más óptima posible. El aislamiento líquido es muy importante para el funcionamiento del transformador, no obstante, el aislamiento sólido también cumple un papel fundamental en el mismo, ya que es el que se encarga de aislar los devanados de alta y baja tensión además de ayudar a soportar esfuerzos térmicos y mecánicos que se pueden presentar en un servicio normal o en el momento en que se presente alguna falla. A continuación, se detallan algunos aspectos de interés referente al aislamiento sólido.

#### **3.1 Papel aislante Kraft.**

El aislamiento sólido que se utiliza en los transformadores de potencia es conocido como papel celulosa kraft, su nombre es de origen alemán que significa resistencia, es un cartón prensado de muy alta calidad fabricado de pulpas de maderas seleccionadas mediante el proceso kraft o al sulfato, dependiendo del proceso, se pueden fabricar dos tipos de papeles kraft, el papel fino que se encarga de envolver los conductores y planchas gruesas o cilindros gruesos de cartón que aíslan los arrollamientos. El aislamiento sólido a partir de la pulpa kraft presenta excelente comportamiento ante campos eléctricos, buena estabilidad geométrica, es fácil de moldear, tiene alta rigidez dieléctrica, alta rigidez mecánica y en la actualidad es el papel más económico utilizado en los transformadores de potencia. La figura 1 ilustra el papel aislante kraft enrollado (Margalló, 2012, pp.17-29; Villa, 2015, pp.2-25).



*Figura 1.* Rollo de papel kraft. Adaptado de “Insulation paper” por, Weidmann, 2016, *Cellulosed based paper*. Copyright 2016 por Weidmann.

### **3.2 Composición del papel aislante kraft.**

Para la producción del papel aislante se necesita la celulosa que se obtiene de la madera, inicialmente la composición química de la celulosa es de 50% a 56% de celulosa alpha, entre el 15% y el 25% de hemicelulosa y entre 27% y 29% de lignina. Cuando es sometida al proceso kraft o al sulfato tienden a eliminarse en gran parte la hemicelulosa y la lignina cambiando las composiciones químicas iniciales, dando como resultado la composición típica del papel kraft la cual se conforma de 78% a 80% de celulosa, 10% a 20% de hemicelulosa y 2% a 6% de lignina (Krause, Dreier, Fehlmann, & Cross, 2014, pp.267-271; Villa, 2015, pp.2-25). La celulosa es un polímero de condensación lineal que consiste en anhidroglucosas unidas entre sí por enlaces glucosídicos (Krause et al., 2014, pp.267-271), la figura 2 muestra su estructura molecular. Entre las principales propiedades de la celulosa se encuentra el grado de polimerización (Margalló, 2012, pp.17-29; Villa, 2015, pp.2-25).



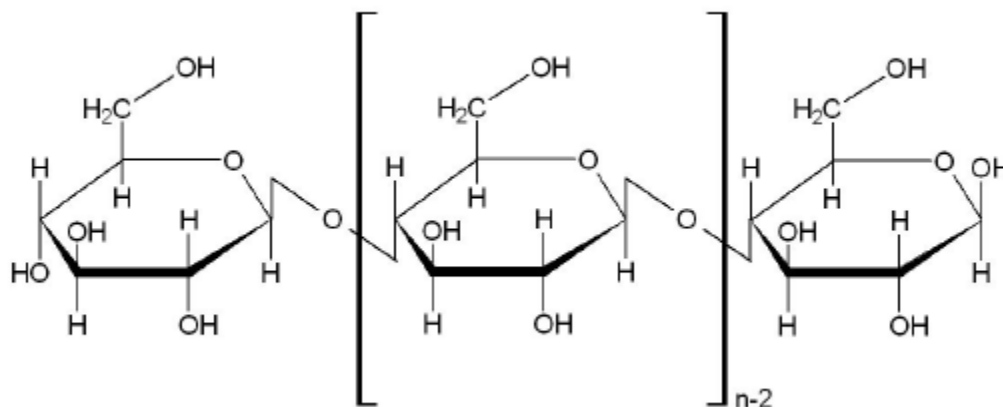


Figura 2. Formula estructural de la celulosa. Adaptado de “The degree of polymerization of cellulosic insulation: Review of measuring technologies and its significance of equipment” por, Ch. Krause, L. Dreier & A. Fehlmann. 2014, *Electrical Insulation Conference*. Copyright 2014 por wicor.

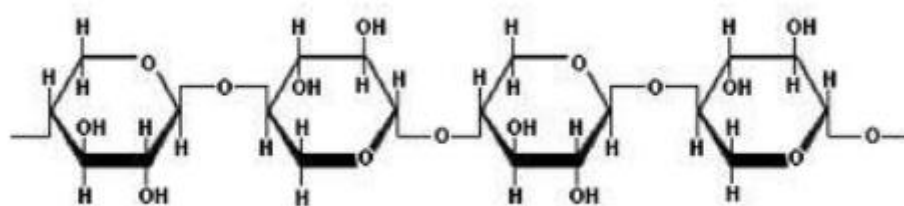
El grado de polimerización es el número promedio de anillos glucosidicos en una macromolécula de celulosa, sus valores típicos están en el rango de 1200 – 1400 para una pulpa kraft nueva no blanqueada, sin embargo, hay otros factores que afectan el grado de polimerización de la celulosa nueva como lo son:

- Fuente de la pulpa: tipo de madera utilizada
- Condiciones climáticas de los arboles
- Tratamiento químico de la madera (extracción de resinas y ligninas)
- Fabricación de papel y cartón según el proceso

El grado de polimerización es una medida importante para saber la resistencia mecánica (papel nuevo) y el envejecimiento que está obteniendo el papel (papel ya usado), la norma utilizada para su determinación es la ASTM D4243 (ASTM, 1999), no obstante, estas pruebas arrojan unos valores estimados sobre el envejecimiento y la resistencia del papel, ya que otros

factores como el secado, las impurezas, el proceso de fabricación y el grado de refinación afectan dicho valor (Krause et al., 2014, pp.267-271).

Las sustancias hemicelulosicas son un grupo no uniforme de polisacáridos complejos que no son de celulosa. A diferencia de la celulosa, están compuestas por diferentes azúcares formando cadenas más cortas y con ramificaciones en su estructura molecular como se muestra en la figura 3 y manejan un grado de polimerización mucho más bajo que la celulosa (entre 50 y 250) (Margalló, 2012, pp.17-29; Villa, 2015, pp.2-25).



*Figura 3.* Estructura molecular de la hemicelulosa. Adaptado de “Envejecimiento de papeles aislantes” por, I. Margalló. 2012, *Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos*. Copyright 2012 por Universidad Carlos III de Madrid.

La lignina es una sustancia polimérica de la celulosa cuya función es ofrecer protección contra la humedad y otros agentes atmosféricos, además de actuar como elemento aglomerante de las fibras. La figura 4 muestra su estructura molecular y junto a la celulosa forman el componente principal de la madera (Margalló, 2012, pp.17-29; Villa, 2015, pp.2-25).

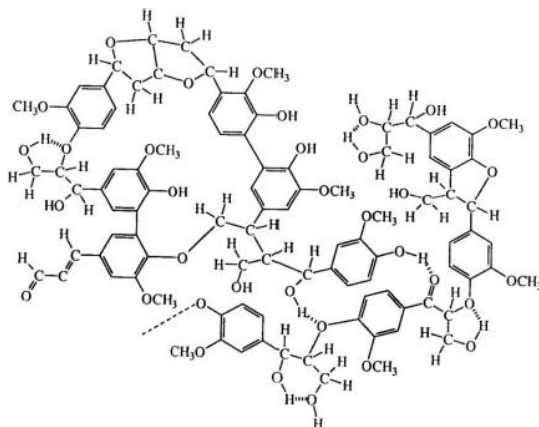


Figura 4. Estructura molecular de la lignina. Adaptado de “Papel Kraft” por, A. Villa. 2015, *Estandarización E Implementación De La Norma ASTM D-4243 Para La Determinación Del Grado De Polimerización Del Papel Eléctrico (Nuevo Y Usado) Como Aislante En Transformadores De Potencia Por El Método Del Promedio Viscosimétrico*. (Trabajo de grado). Copyright 2015 por Universidad Tecnológica de Pereira.

### 3.3 Envejecimiento del papel kraft.

El grado de polimerización del papel kraft viene determinado por la cantidad de anillos glucosídicos, es decir, entre más anillos glucosídicos se encuentre en la composición química de la celulosa más grande es su grado de polimerización, por tal razón el envejecimiento del papel es llamado un proceso de despolimerización.

Las reacciones químicas que pueden provocar la despolimerización de la celulosa son la hidrólisis, pirolisis y la oxidación. Por tanto, los principales factores que influyen en el envejecimiento de la celulosa en los transformadores son la temperatura, la humedad y el oxígeno (Saha, 2003, pp 903-917).

#### 3.3.1 Envejecimiento del papel mediante la hidrolisis.

El proceso de envejecimiento por hidrolisis además de dar cadenas más cortas, produce moléculas de agua, lo cual aumenta el contenido de humedad en el transformador en el transcurso del tiempo (Margalló, 2012, pp.17-29; Villa, 2015, pp.2-25). En Colombia, los

aislamientos sólidos encontrados son Krempel y Senapathy, estos inicialmente presentan un contenido de humedad del 8% (Krempel, 2015) (Whiteley, 2016), pero después de pasar por el proceso de secado su contenido de humedad disminuye a un rango entre el 0,5% y el 2%, siendo este último el valor máximo permitido de contenido de agua en el papel, ya que al presentarse un valor mayor da como resultado la pérdida de propiedades mecánicas del papel. La tabla 1 muestra el factor de envejecimiento dependiendo del porcentaje de agua.

Tabla 1

*Factor de envejecimiento según el contenido de agua*

Porcentaje de agua por peso seco del papel	Factor de envejecimiento
<b>aislante</b>	
0,3%	1.0
2,0%	6 a 10
4,0%	12 a 45

*Nota:* Se presenta el envejecimiento del papel según el porcentaje de agua. Adaptado de “Aislantes Sólidos” por, E. Gallo, 2010, *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo*. pp 12–19. Copyright 2010 por Gerencia & Diseño LTDA.

La hidrólisis además de producir agua, produce CO, CO<sub>2</sub>, ácidos y unos compuestos llamados furanos, los gases como el CO y CO<sub>2</sub> también son producidos por el aceite, pero en menor proporción, los furanos son compuestos únicos del papel aislante, por tal razón el análisis de furanos es un buen método de análisis del envejecimiento de un transformador, especialmente el 2FAL se ha encontrado útil en el diagnóstico del transformador (Margalló, 2012, pp.17-29; Villa, 2015, pp.2-25). La acidez es otro factor que afecta el envejecimiento del papel, la tabla 2 ilustra cómo afecta la acidez a la resistencia a la tracción del papel.

Tabla 2

*Resistencia de la tracción ante la presencia de ácidos*

Numero de neutralización (mg KOH/g)	Resistencia a la tracción (PSI)
0,01	$17 \times 10^3$
0,10	$11 \times 10^3$
0,20	$9 \times 10^3$
0,30	$8 \times 10^3$
0,40	$7 \times 10^3$

*Nota:* Se presenta la resistencia a la tracción del papel ante la presencia de ácidos. Adaptado de “Aislantes Solidos” por, E. Gallo, 2010, *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo*. pp 12–19. Copyright 2010 por Gerencia & Diseño LTDA.

### 3.3.2 Envejecimiento del papel mediante la oxidación.

La segunda causa principal de envejecimiento del papel es el oxígeno. Es esencialmente una forma de pirolisis o combustión lenta, ya que sus productos finales son el agua y el dióxido de carbono.

Hay muchos productos intermedios en el proceso oxidativo, como 2-furfural, hidroximetilfuraldehído y el monóxido de carbono que son producidos también por el proceso de la hidrólisis. Otros parecen ser producidos exclusivamente por la oxidación y su identificación tiene valor para diagnóstico. Estos productos son el 5-metil-2-furaldehído, 2-acetil-fúrano y alcohol furfurílico.

### 3.3.3 Envejecimiento mediante la pirolisis.

El envejecimiento por pirolisis solo se presenta a altas temperaturas ( $\geq 140^\circ\text{C}$ ), en condiciones normales de operación este proceso de envejecimiento es irrelevante, ya que la

temperatura normal de un transformador se encuentra entre los 110°C, pero en el caso de presentarse una temperatura por encima de los 140°C este proceso produce H<sub>2</sub>O, 2- Furfural, CO y CO<sub>2</sub>.

Es importante destacar que la temperatura es un factor muy relevante en el envejecimiento de papel aislante, ya que dependiendo de la temperatura de operación del transformador se estima la vida útil del mismo. La tabla 3 muestra la expectativa de vida del transformador con respecto a la temperatura del punto más caliente en el transformador. Con un valor de 110°C se puede notar que la expectativa de vida de un transformador se encuentra entre los 7,5 años, sin embargo, si la temperatura de operación se encuentra en 100°C se puede notar que la expectativa de vida se triplicaría.

Tabla 3

*Expectativa de vida del transformador*

Temperatura en el punto más caliente (°C)	Expectativa de vida útil		% de vida ganada (Pérdida)
	Días	Años	
180	4		(99,9)
160	25		(99,1)
140	250		(90,8)
120		3	(58,6)
110		7.5	100
100		22	293
85		102	1360
75		152	2027

*Nota:* Se presenta la expectativa de vida útil del transformador según el aumento de temperatura. Adaptado de “Aislantes Solidos” por, E. Gallo, 2010, *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo*. pp 12–19. Copyright 2010 por Gerencia & Diseño LTDA.

### 3.4 Papel Kraft diamantado

El papel diamantado, es un tipo de aislante sólido que cuenta con figuras hechas de resina epoxi en estado B, las cuales cumplen la función de dar firmeza (Teinser, 2016). Esto ayuda a las bobinas a mantenerse estables ante los esfuerzos a que son sometidas cuando ocurren cortocircuitos (Teinser, 2016). Sin embargo, para que estas puedan ser activadas el papel debe ser sometido a un proceso de calentamiento que supera los 120°C, durante el cual las resinas se unen con la otra superficie (Teinser, 2016). El rango de espesor del papel es amplio, pero la referencia 0.25 mm es utilizada con frecuencia en los transformadores de distribución.



*Figura 5.* Papel Kraft diamantado. Por J. León, 2017.

En tabla 4 se muestra una comparación de algunas de las propiedades de dos papeles diamantados, que cumplen con la norma IEC 60641. Uno es originario de India y el otro europeo. Aunque estos aislantes son elaborados en continentes diferentes, donde las exigencias posiblemente no son las mismas guardan similitudes en varias de sus propiedades. Como lo son el PH de extracto acuoso o el contenido de agua.

Tabla 4

*Tabla comparativa de los aislantes solidos*

Propiedades	Dd-preg1110			Kheddadide	
Espesores	0.13-0.5 mm			0.10-0.50 mm	
Tolerancia de espesor	Max ± 10 %			± 0.02%	
Resistencia a la tracción	MD (N/mm <sup>2</sup> )			MD- Mpa	CMD-Mpa
	80 -120			≤0.2 mm	≤2 mm
	TD (N/mm <sup>2</sup> )			Min 75	Min 35
	50-70			> 0.2 mm	> 0.2 mm
				Min 80	Min 40
Elongación	MD %			MD %	CMD %
	> 6			≤0.2 mm	≤2 mm
	TD %			Min 1.5	Min 6
	> 8			> 0.2 mm	> 0.2 mm
				Min 2	Min 7
Contenido de agua	6 a 8 %			Max 8%	
Conductividad del extracto acuoso	2 a 4 mS/m			Max 8 mS/m	
PH de extracto acuoso	6 a 8			6 a 9	
Contenido de cenizas	< 0.5			Max 1%	
Rigidez dieléctrica en aire	0.13mm	0.15mm	0.20mm	≤0.2 mm	>0.2 mm
	1,3 k V	1,95 k V	2,6 k V		
	0.25mm	0.30mm	0.40mm	9 k V/ mm	10 k V/ mm
	3 k V	3,3 k V	4 k V		
	0,50 mm 4,5 Kv				
Rigidez dieléctrica en aceite	0.13mm	0.15mm	0.20mm	60 k V/ mm	
	9,9 k V	12 k V	16 k V		
	0.25mm	0.30mm	0.40mm		
	18 k V	21 k V	25,6 k		
	V				
0,50 mm 29 k V					

*Nota.* Tabla comparativa de los aislantes solidos comerciales. Por P. N. Caballero & K. P. Pizarro.



Por otra parte, se puede observar que la rigidez dieléctrica en aire del papel DD-PREG1110 varia con el espesor, mientras que el papel KHEDDAHIDE tiene un valor fijo para los espesores menores o iguales a 0,2mm y otro para los valores que sobrepasan ese espesor, aunque este última presentan una mejor rigidez dieléctrica en aire. En cuanto al comportamiento en aceite el número dos también tiene una rigidez dieléctrica mayor, pero con un sólo valor para todos los espesores.

### **3.5 Empaques**

El transformador de distribución sumergido en aceite es un equipo que, generalmente opera a la intemperie, es decir, está expuesto a la contaminación ambiental, cambios de temperaturas y sobre todo a las lluvias, este último factor es el que se debe evitar al máximo por los problemas que genera expuestos en los capítulos anteriores. Por tal razón, el diseño y construcción del transformador debe evitar la interacción de estos agentes externos con su interior y esto se logra a través de los empaques.

#### **3.5.1 Designación de los empaques.**

Los empaques deben ser fabricados con elastómeros o polímeros que cumplan con las características especificadas en la norma NTC 1759 (NTC, 2003) y con una designación BK710. Las designaciones vienen dadas por su tipo y clase expuestos en las siguientes tablas:

Tabla 5

*Letras tipo*

<b>Tipo</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>	<b>H</b>	<b>J</b>
Temperatura °C	70	100	125	150	175	200	225	250	275

*Nota:* Se presentan la designación en letras de los diferentes empaques según su máxima temperatura. Adaptado de “Definiciones y designación” por, NTC, 2003, *Electrotecnia. Empaques elastómericos resistentes al aceite para transformadores eléctricos*. p. 2. Copyright 2003 por NTC.

La designación de la clase se basa en la resistencia al aceite, o sea en el máximo hinchamiento de volumen por inmersión en un aceite de ensayo (deberá cumplir con los requisitos en la norma ASTM D41) durante 70 h a la temperatura correspondiente, según el tipo, con un máximo de 150°C que es el límite de estabilidad del aceite.

Tabla 6

*Letras clase*

<b>Clase</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	<b>F</b>	<b>G</b>	<b>H</b>	<b>J</b>	<b>K</b>
Hinchamiento										
de volumen	*	140	120	100	80	60	40	30	20	10
max %										
* No existe requerimiento										

*Nota:* Se presentan la designación en letras de la capacidad de hinchamiento del empaque. Adaptado de “Definiciones y designación” por, NTC, 2003, *Electrotecnia. Empaques elastómericos resistentes al aceite para transformadores eléctricos*. p. 2. Copyright 2003 por NTC.

Las tres últimas cifras indican la dureza shore A y la resistencia a la tensión en Kpa. Donde el primer dígito es el valor de la dureza multiplicado por 10 y los dos dígitos restantes indica la resistencia a la tensión. Entonces según la NTC 1759, el mínimo requerimiento para los

empaques es de 100°C, un hinchamiento máximo del 10%, una dureza de 70 y una resistencia a la tensión de 10Kpa.

### 3.5.2 Requisitos para la aceptación de empaques.

La tabla 7 muestra las propiedades que deben cumplir los empaques para su utilización en los transformadores de distribución.

Tabla 7

*Propiedades para la aceptación de los empaques*

Características	Especificación		Norma
Elastómero base	BK 710		
Color			
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	1.15 a 1.60		NTC 456
Dureza (Shore A)	70 +/- 5%		NTC457
Comportamiento a las dobleces	No deben aparecer grietas		
Remanente de deformación por compresión (70H – 100°C)	Tiras ovaladas o semiredondas empaques en forma de anillo redondo. % a comprimir	50%	NTC 724
	45%		
	Tiras redondas % a comprimir 50%	50%	
	Tiras de cuatro bordes empaques en forma de anillo de sección	50%	

---

	transversal semiredondas,		
	bandas y otras formas. % a		
	comprimir 30%		
Comportamiento en aceite de transformadores	Cambio de dureza	-8° hasta +4°A	NTC 467
	Cambio de peso (%)	0% hasta +10%	DIN 53521
	Cambio de volumen (%)	0% hasta + 15%	DIN 53521
	Cambio de color	Máximo un paso de la escala	ASTM D1500
Efecto en el aceite de transformadores	Cambio de N° de neutralización	<0.5 mg KOH/g	ASTM D974
	Factor de perdidas	<5 x 10 <sup>-2</sup>	NTC 3217
	Enturbamiento del aceite	Sin	

---

*Nota:* Se presentan los valores de las propiedades de los empaques nuevos según la norma. Adaptado de “Definiciones y designación” por, NTC, 2003, *Electrotecnia. Empaques elastómericos resistentes al aceite para transformadores eléctricos*. pp. 12-13. Copyright 2003 por NTC.

### 3.5.3 Empaques sumergidos en aceite vegetal.

En la actualidad, los estudios relacionados con los empaques sumergidos en los aceites vegetales son escasos, sin embargo, se encontró un estudio relacionado con la compatibilidad de los empaques de fluorosilicona y nitrilo con los aceites vegetales FR3, Biovolt A (Wilhelm, Franch, Tulio, & Franch, 2015, pp.2703-2708). Entre los estudios realizados se encuentran:

- Prueba de resistencia química
- Prueba de máximo cambio de numero de acidez
- Prueba de máximo cambio de la viscosidad @40°C
- Prueba de máximo cambio del factor de disipación @90°C

**3.5.3.1 Prueba de resistencia química.** Las propiedades mecánicas de los empaques mencionados no envejecidos se muestran en la tabla 8 y en la tabla 9 se muestran las mismas propiedades mecánicas envejecidas térmicamente.

Tabla 8

*Propiedades mecánicas de los empaques no envejecidos*

Propiedades	Empaque de nitrilo	Empaque de fluorosilicona
Dureza Shore A	68	72
Estrés a máxima carga	9.4 MPA	8.2 MPA
Elongación	243%	281%

*Nota:* Se presentan las propiedades mecánicas de los empaques estudiados nuevos. Adaptado de “Compatibility of Transformer Construction Materials with Natural Ester-based Insulating Fluids.” por, H. Wilhelm, V. Franch, L. Tulio & A. Franch, 2015, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 22, pp. 2705-2707. Copyright 2005 por IEEE. Doi:10.1109/TDEI.2015.004755.

Tabla 9

*Cambio de las propiedades mecánicas entre el empaque envejecido térmicamente*

Propiedades	Empaque de nitrilo	Empaque de fluorosilicona
Dureza Shore A	+10	-7
Estrés a máxima carga	3.9 MPA	7.9 MPA
Elongación	55%	263%
Grietas	Ausente	Ausente

*Nota:* Se presentan las propiedades mecánicas de los empaques envejecidos térmicamente. Adaptado de “Compatibility of Transformer Construction Materials with Natural Ester-based Insulating Fluids.” por, H. Wilhelm, V. Franch, L. Tulio & A. Franch, 2015, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 22, pp. 2705-2707. Copyright 2005 por IEEE. Doi:10.1109/TDEI.2015.004755.

Se puede apreciar en las tablas que el empaque de nitrilo fue el más afectado con la prueba de envejecimiento térmico, ya que disminuyó significativamente los valores de dureza, estrés a máxima carga y la elongación con respecto al empaque de fluorosilicona.

Las propiedades mecánicas de los empaques mencionados después de la prueba de resistencia química con los aceites naturales son mostradas en tabla 10, también se muestran los valores máximos del número de acidez, de la viscosidad y el factor de disipación teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Numero de acidez: Máximo incremento de 0.01 mg KOH/g
- Viscosidad: Máximo de incremento de 0,3 (cSt)
- Factor de disipación: Máximo incremento 0,2%

Tabla 10

*Cambio de las propiedades mecánicas después de la prueba de resistencia química, numero de acidez, viscosidad y factor de disipación*

	Cambio en:	Biovolt A	FR3	Pruebas
Empaque de nitrilo	Dureza Shore A	-1	-1	
	Volumen	1.2	6.7	
	Estrés a máxima carga	-32MPA	-50MPA	Resistencia química
	Elongación	-40%	-48%	
	Grietas	Ausente	Ausente	
	Numero de acidez	0.02	0.02	
	Viscosidad a 40°C	0.01	0.01	Compatibilidad
	Factor de disipación a 90°C	0.22	0.85	

	Dureza Shore A	+1	+1	
	Volumen	1.1	1.6	
	Estrés a máxima carga	-7MPA	-11MPA	Resistencia química
<b>Empaque de</b>	Elongación	-13%	-10%	
<b>fluorosilicona</b>	Grietas	Ausente	Ausente	
	Numero de acidez	0.01	0.01	
	Viscosidad a 40°C	0.14	0.15	
	Factor de disipación a 90°C	11.1	4.64	Compatibilidad

*Nota:* Se presentan las propiedades mecánicas después de las pruebas realizadas. Adaptado de “Compatibility of Transformer Construction Materials with Natural Ester-based Insulating Fluids.” por, H. Wilhelm, V. Franch, L. Tulio & A. Franch, 2015, *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 22, pp. 2705-2707. Copyright 2005 por IEEE. Doi:10.1109/TDEI.2015.004755.

Se puede apreciar que la variación de la dureza es muy pequeña en los dos empaques probados, pero la variación en el estrés bajo carga y la elongación si es bastante considerable teniendo en cuenta sus valores iniciales. En este caso, el empaque de fluorosilicona tuvo un mejor comportamiento en el aceite Biovolt A que en el FR3. Con respecto a las condiciones expuestas sobre el número de acidez, la viscosidad y el factor de disipación, solo se registraron cambios en el factor de disipación. No es posible correlacionar la resistencia química de los empaques con respecto a las pruebas de compatibilidad con los aceites vegetales, ya que el nitrilo presento un buen comportamiento en el factor de disipación, pero no fue satisfactorio en las pruebas de resistencia química, por el contrario, la fluorosilicona presento un mejor

comportamiento en las pruebas de resistencia química y la más grande variación en los valores del factor de disipación (Wilhelm et al., 2015, pp.2703-2708).



#### 4. Conclusiones

De acuerdo con la información y comparaciones realizadas en el presente trabajo se ha podido determinar que los aceites dieléctricos de origen vegetal, no sólo presentan beneficios de carácter ambiental, sino que también contribuyen con el tiempo de vida útil del aislamiento sólido, que como se ha mencionado antes es pieza fundamental para el transformador.

En cuanto se refiere a la compatibilidad de los materiales, los fabricantes de los fluidos evaluados coinciden en que no existen inconvenientes con los materiales utilizados en la construcción de los transformadores sumergidos en aceite mineral. No obstante, los empaques son la excepción, debido a que estos se pueden deteriorar en caso de no ser compatibles con el aceite vegetal, por lo cual, la selección del material de los empaques debe hacerse con extremo cuidado. Por otra parte, los empaques de cauchos naturales tienen un buen comportamiento ante la presencia de los aceites minerales, de lo que es posible inferir, que la aplicación de estos en la línea de los aceites dieléctricos naturales podría tener resultados favorables o incluso mejores que los obtenidos con el dieléctrico mineral, debido a que ambos son elementos naturales. El estudio de compatibilidad de los empaques (encargados de la hermeticidad) con los aceites dieléctricos vegetales puede convertirse en un aporte importante, en la búsqueda de mejoras que permitan al aceite mantenerse en buenas condiciones, debido a que estos fluidos son susceptibles a la oxidación.

Teniendo en cuenta los valores de algunas de las propiedades (número de neutralización, número de ácido total, viscosidad,) expuestas en la tabla comparativa de los aceites (anexo 1), es posible deducir que el aceite ENVIROTEMP FR3 se encuentra en ventaja ante los otros dos fluidos (BIOTEMP, ADV 1601), debido a que realiza la transferencia de calor de una mejor

manera al ser menos viscoso, además, al tener un menor número de neutralización será menos propenso a la oxidación, propiedad química que coloca en desventaja los ésteres con respecto al mineral, debido a que estos son considerados de fácil oxidación.

#### **4.1 Futuros Trabajos**

Al culminar este estudio quedan abiertas diversas líneas de investigación con las que se puede dar continuidad a la temática aquí tratada, algunas de ellas resultan de cuestiones que han surgido durante la realización de este trabajo y que no fue posible tratar dado el alcance de este.

No obstante, son una opción para trabajos futuros, entre los que se destacan:

- El estudio de compatibilidad de los empaques (encargados de la hermeticidad) con los aceites dieléctricos vegetales puede convertirse en un aporte importante, en la búsqueda de mejoras que permitan al aceite mantenerse en buenas condiciones, debido a que estos fluidos son susceptibles a la oxidación.
- Proceso de regeneración para aceites vegetales (en frío como en caliente).
- Estudio de mantenimiento a transformadores de potencia que utilizan aceites de origen vegetal.
- Optimización del diseño de transformadores de distribución a partir de aceites de origen vegetal.

### Referencias

- ABB. (2015). *BIOTEMP: the greener, safer, longer-life transformer oil*. Recuperado de <http://www.abb.com/cawp/seitp202/b6e0c46c231194d0c12578f70047ce19.aspx>
- ABB. (2015). *Fluidos Esteres Una solución innovadora*. Recuperado de <http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/pp/jose-pi%C3%B1eros---fluidos-esteres.pdf?sfvrsn=2>
- ABB. (2016). *Transformadores Clase Alta Temperatura*. Recuperado de [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4f37d6159408354983257f8f004a9c2d/\\$file/Transformadores+Clase+Alta+Temperatura+-+Javier+Echeverry.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/4f37d6159408354983257f8f004a9c2d/$file/Transformadores+Clase+Alta+Temperatura+-+Javier+Echeverry.pdf)
- ASTM. (1970). ASTM D445 Standard test method for kinematic viscosity of transparent and opaque liquids. *American National Standard*, 552(37), 184–189.
- ASTM. (1999). ASTM D4243 Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards. *American National Standard*, 2–7.
- ASTM. (2003a). ASTM D1500 Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale ). *American National Standard*, 5(1959), 1–5.  
<http://doi.org/10.1520/D1500-07.2>
- ASTM. (2003b). ASTM D6871 Standard Specification for Natural Ester Insulating Oil Used in Electrical Apparatus. *American National Standard*, 1–3. <http://doi.org/10.1520/D3487-09.2>
- ASTM. (2008a). ASTM D2300 Standard Test Method for Gassing of Electrical Insulating Liquids Under Electrical Stress and Ionization (Modified Pirelli Method). *American*

*National Standard.*

ASTM. (2008b). ASTM D924 Standard Test Method for Dissipation Factor and Permittivity ( Dielectric Constant ) of Eletrical Insulating Liquids. *American National Standard*, 1–8.  
<http://doi.org/10.1520/D0924-08.2>.

ASTM. (2009). ASTM D3487 Standard specification for mineral insulating oil in electrical apparatus. *American National Standard*.

ASTM. (2012a). ASTM D1533 Standard Test Methods For Water In Insulating Liquids By Coulometric Karl Fischer Titration. *American National Standard*.

ASTM. (2012b). ASTM D971 Standard Test Method For Interfacial Tension Of Oil Against Water By the Ring Method. *American National Standard*.

Barazarte, R. Y. (2013). La Batalla de las Corrientes: Edison, Tesla y el nacimiento del sistema de potencia. *Prisma Tecnológico*, 4, 51–53.

Brettis. (2013). *Aceites Para Transformadores*. Recuperado de  
<http://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>

Cadavid, H., Echeverry, D., & Fernando, D. (2012). Aplicación del aceite dieléctrico de origen vegetal en transformadores eléctricos. *Ingeniería Y Universidad*, 16(1), 201–223.  
<http://doi.org/doi.org/10.1144/2490>

Chapman, S. J. (2013). *Máquinas eléctricas*. (P. E. Roig Vázquez & A. L. Delgado Rodriguez, Eds.), *Mc Graw Hill*. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Cicuéndez, E. (2012). *Estudio Fluido-Térmico de Varios Aceites de Silicona en un Transformador de Potencia (Trabajo de grado)*. Universidad de Cantabria, España.

CNCE. (2015). *Informe tecnico de aisladores*. Recuperado de

<http://www.cnce.gov.ar/cuerposexpte/2013.027/AISLADORES%20Fs.%207176-7472%20ITDF.pdf>

DiVeg. (2017). *Aceite Dielectrico Vegetal ADV-1601*. Recuperado de

<http://diveg.co/caracteristicas/>

Emsley, A. M., Xiao, X., Heywood, R. J., & Ali, M. (2000). Degradation of cellulosic insulation in power transformers. Part 3: effects of oxygen and water on ageing in oil. *Science, Measurement and Technology, IEE Proceedings -*, 147(3), 115–119.

<http://doi.org/10.1049/ip-smt:20000021>

Enriquez, G. (1989). *El ABC de las maquinas electricas. Journal of Chemical Information and Modeling* (Primera ed). Balderas, Mexico. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Fernández, I., Delgado, F., Ortiz, F., Ortiz, A., Fernández, C., Renedo, C. J., & Santisteban, A. (2016). Thermal degradation assessment of Kraft paper in power transformers insulated with natural esters. *Applied Thermal Engineering*, 104, 129–138.

<http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.020>

Fraile, J. (2003). *Maquinas Electricas*. (C. Fernández Madrid, Ed.). Madrid, España: McGraw-Hill.

Fuentes, C. (2015). Aceite mineral , vegetal y sintético para su aplicación en transformadores de potencia. *Instituto de Investigaciones Eléctricas*. 1-8

Gerin, M. (1972). *Bobinados de aluminio en transformadores de distribución*. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/228635055/Bobinados-Aluminio-en-Transformadores>

Globecore. (2015). *Tecnología de recuperación de aceite de transformador*. Recuperado de <https://oilregeneration.globecore.com/transformer-oil-regeneration.html>

- Horning, M., Kelly, J., Myers, S., & Stebbins, R. (2004). *Guia para el mantenimiento del transformador*. (Tercera edición). Pennsylvania, USA: S.D. Myers.
- Hosterman, J., & Patterson, S. H. (1992). Bentonite and Fuller <sup>TM</sup> s Earth Resources of the United States. *U. S. Geological Survey Professional Paper, 1522(45)*. Recuperado <http://agris.fao.org/agris-search/search/display.do?f=2013/US/US2013071560007156.xml;US201300715626>
- IEC. (2007). IEC 60076 Power transformers- Part 2: Temperature rise. Recuperado de <https://law.resource.org/pub/com/ibr/comesa.292.e.fd.2007.pdf>
- IEEE. (1986). Standard General Principles for Temperature Limits in the Rating of Electric Equipment and for the Evaluation of Electrical Insulation. *ANSI/IEEE Standard, 986*, 1–27. <http://doi.org/10.1109/IEEESTD.1986.81591>
- IEEE. (2008). IEEE C57637 Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use. *East, 1985*, 1–28. <http://doi.org/10.1109/IEEESTD.1985.81580>
- Inducor. (2008). *Calculo y diseño de maquinas electricas*. Recuperado de <http://www.inducor.com.ar/academicos/calculo-de-maquinas-electricas/maquinas-electricas-capitulo1.html>
- Komadel, P. (2016). Applied Clay Science Acid activated clays : Materials in continuous demand. *Applied Clay Science, 131*, 84–89. <http://doi.org/10.1016/j.clay.2016.05.001>
- Krause, C., Dreier, L., Fehlmann, A., & Cross, J. (2014). The Degree of Polymerization of Cellulosic Insulation : Review of Measuring Technologies and its Significance on Equipment. *Proceedings of the 32nd Electrical Insulation Conference*, 267–271. <http://doi.org/doi.org/10.1109/EIC.2014.6869389>

- Krempel. (2015). *Papel Aislante Krempel DDP 0,25.pdf*. Recuperado de <http://www.krempel-group.com/es/la-solucion/materiales-aislantes-electricos/transformadores-de-aceite/>
- Magnetron. (2012). *Transformadores Convencionales Monofásicos*. Recuperado de <http://magnetron.com.co/magnetron/images/pdf/productos/monofasico.pdf>
- Margalló, I. (2012). *Diagnóstico del consumo de vida de un transformador a través del análisis de compuestos furánicos (Tesis de grado)*. Universidad Carlos III de Madrid, España.
- Megger. (2011). La guía de Megger sobre las pruebas de ruptura dieléctrica de aceites de aislamiento. Recuperado de [http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil\\_testing\\_booklet\\_ES\\_V02.pdf](http://es.megger.com/getmedia/018fa71d-6cf3-4543-a863-1faf8b8e5c56/Oil_testing_booklet_ES_V02.pdf)
- Mehta, D. M., Kundu, P., Chowdhury, A., Lakhiani, V. K., & Jhala, A. S. (2016a). A review of critical evaluation of natural ester vis-a-vis mineral oil insulating liquid for use in transformers: Part II. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 23(3), 1705–1712. <http://doi.org/10.1109/TDEI.2016.005371>
- Mehta, D. M., Kundu, P., Chowdhury, A., Lakhiani, V. K., & Jhala, A. S. (2016b). A review on critical evaluation of natural ester vis-a-vis mineral oil insulating liquid for use in transformers: Part 1. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 23(2), 873–880. <http://doi.org/10.1109/TDEI.2015.005370>
- Meza Rodríguez, N. I. (2010). *Análisis de los Indicadores de la Economía del Conocimiento en las Instituciones de Educación Superior Publicas en México (Tesis de maestría)*. Instituto politécnico nacional. México.
- Montoya, R. M. (2005). *Efectos de la contaminacion en las lineas de transmisión aereas (Tesis de grado)*. Universidad Veracruzana. Veracruz, México.

- Murray, H. . (1999). Applied clay mineralogy today and tomorrow. *Clay Minerals*, 34, 39–49.  
<http://doi.org/10.1180/000985599546055>
- NTC. (1998). NTC 317 Transformadores de potencia y distribución. *Icontec*.
- NTC. (2003). NTC 1759 Empaques elastoméricos resistentes al aceite para transformadores electricos. *Icontec*.
- Ormazabal. (2016). *Especialistas en Media Tensión Transformador con líquido dieléctrico natural biodegradable*. Recuperado de <https://www.ormazabal.com/es>
- Pahlavanpour, B., Lindsell, M., & Povazan, E. (1994). Transformer life extension by in-situ oil reclamation. In *Proceedings of 1994 4th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*. Brisbane, Australia.  
<http://doi.org/doi.org/10.1109/ICPADM.1994.414142>
- Patsch, R., & Menzel, J. (2009). Temperature dependence of the dielectric properties of the insulation system of power transformers. In *IEEE Electrical Insulation Conference*. Montreal, QC, Canada. <http://doi.org/10.1109/EIC.2009.5166346>
- Patterson, S. H., & Murray, H. H. (1983). Clays. *Industrial Minerals and Rocks. Society Of Mining Engineers*.
- Rafiq, M., Lv, Y. Z., Zhou, Y., Ma, K. B., Wang, W., Li, C. R., & Wang, Q. (2015). Use of vegetable oils as transformer oils – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 308–324. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.032>
- Reis, P. (2010). *Analisis del envejecimiento del aceite de un transformador mediante espectroscopía dieléctrica medida en baja frecuencia (Tesis de grado)*. Universidad Carlos III de Madrid, España.



- Rivera Jimenez, I. (2014). *Fisica aplicada (Trabajo de grado)*. Universidad nacional autónoma de mexico.
- Rouse, T. O. (1998). Mineral insulating oil in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 14(3), 6–16. <http://doi.org/10.1109/57.675572>
- Saha, T. K. (2003). Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 10(5), 903–917. <http://doi.org/doi.org/10.1109/TDEI.2003.1237337>
- Said, D. M., Nor, K. M., & Majid, M. S. (2010). Analysis of distribution transformer losses and life expectancy using measured harmonic data. *East*, 0–5. <http://doi.org/10.1109/ICHQP.2010.5625403>
- Sukhar, S. (2012). Transformer Oil Regeneration. In *Conference 2012 Glasgow Ageing of Oil and Cellulosic Materials*. Glasgow, Scotland.
- Talhi, M., Fofana, I., & Flazi, S. (2013). Comparative study of the electrostatic charging tendency between synthetic ester and mineral oil. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 20(5), 1598–1606. <http://doi.org/10.1109/TDEI.2013.6633689>
- Teinser. (2016). *Información Técnica Laminados aislantes Flexibles Papel DD-PREG 1110*.
- Villa, A. (2015). *Estandarización E Implementación De La Norma Astm D-4243 Para La Determinación Del Grado De Polimerización Del Papel Eléctrico (Nuevo Y Usado) Como Aislante En Transformadores De Potencia Por El Método Del Promedio Viscosimétrico (Tesis de grado)*. Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Whiteley, S. (2016). *Electrical Insulating Presspapers*.

Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. (P. M. Guerrero Rosas, Ed.) (Sexta Edic). Naucalpan de Juárez, México: Pearson.

<http://doi.org/doi.org/10.1109/SmartGridComm.2011.6102299>

Wilhelm, H. M., Franch, V., Tulio, L., & Franch, A. F. (2015). Compatibility of transformer construction materials with natural ester-based insulating fluids. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 22(5), 2703–2708.

<http://doi.org/10.1109/TDEI.2015.004755>